NO SEPARAR ESTA CARPETA

PROVINCIA DE RÍO NEGRO

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA Y AMBIENTE

Mesa General de Entradas, Salidas y Archivo

Expediente : 157712-SEYA -2024

Fecha : 23-10-2024

Iniciador : SEYA MESA DE ENTRADA A

EXTRACTO

"S/ ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL "PROYECTO FLNG EN EL GOLFO SAN MATÍAS, RIO NEGRO, ARGENTIAN - COMPONENTES ONSHORE Y OFFSHORE, SOUTHERN ENERGY S.A".

Trámite Nro.: 1200935

SOUTHERN ENERGY S.A.

Rio Negro, 15 de octubre de 2024

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CA... 01 FOLIO N° ...CLIMATICO

Señores
Provincia de Rio Negro
Secretaría de Ambiente y Cambio Climático
Belgrano 448, Cipolletti
Provincia de Río Negro
República Argentina
Presente

At.: **Lic. María Judith Jimenez**
Ref.: **Proyecto FLNG**
Estudios de Impacto Ambiental Componentes On Shore y Off Shore

De nuestra mayor consideración:

Tenemos el agrado de dirigirnos a Uds. a efectos de presentarles dos (2) Estudios de Impacto Ambiental ("EIA") correspondientes a un único proyecto mencionado en la referencia, que consiste en la construcción, instalación y puesta en marcha de gasoductos, boya de amarre y carga; y barco productor de gas natural líquido en el Golfo San Matías ("Proyecto FLNG").

El EIA se desdobla en los componentes en tierra ("on shore") y costa afuera ("off shore") a los fines de facilitar su evaluación por parte de esa autoridad como EIAs independientes.

En la fecha se realiza la entrega de una copia en formato digital y se remite asimismo una copia impresa, debidamente firmada, de la versión final de ambos EIAs.

SOUTHERN ENERGY S.A. es el proponente del Proyecto FLNG y a continuación, se detallan los datos de la empresa:

- **Apoderado**: Marcelo Horacio Bombicini
- **CUIT**: 30-71858062-1
- **Domicilio real/legal**: Av. Leandro N. Alem 1180, 9º piso, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- **Teléfonos**: +54 11 4705 7338 / +54 11 4310 4118
- **Correos electrónicos**: pglezer@pan-energy.com / mbombicini@pan-energy.com

El EIA fue elaborado por la consultora SERMAN & ASOCIADOS S.A., la cual se encuentra inscripta en el Registro Nacional de Consultores en Evaluación Ambiental con el Certificado N° 29 y en el Registro Provincial de Consultores Ambientales de la Provincia de Río Negro bajo el Registro N° 99. A continuación, se proporcionan los datos de la consultora:

- **CUIT**: 30-64459264-9
- **Domicilio legal**: Río Limay 1535, Viedma, Provincia de Río Negro
- **Domicilio real**: Pico 1641, 7º D, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- **Teléfono**: +54 11 4703 2420
- **Correo electrónico**: pmangone@serman.com.ar

Sin otro particular, y quedando a su disposición para cualquier consulta o requerimiento adicional que estimen corresponder, saludamos a Uds. muy atentamente.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
02
FOLIO N°

Marcelo Horacio Bombicini
DNI 17.634.759
Apoderado

SECRETARÍA DE AMBIENTE
Y CAMBIO CLIMÁTICO - S.E.Y.A.
RIO NEGRO
17 OCT 2024
DELEGACION ALTO VALLE
ENTRADA

ACTUACION NOTARIAL
LEY 404

N 029477132

PRIMERA COPIA.- Folio 906.- PODER GENERAL PARA ASUNTOS JUDICIALES Y ADMINISTRATIVOS Y DE GESTION.- SOUTHERN ENERGY S.A a DÍAZ, Rodolfo Alejandro y otros.- ESCRITURA NÚMERO TRESCIENTOS TREINTA Y SIETE.- En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Capital de la República Argentina, a dos de julio de dos mil veinticuatro, ante mí, Escribana Pública Autorizante en este Registro Notarial Mil novecientos setenta y seis, comparece **Rodolfo Heriberto FREYRE**, argentino, nacido el 11 de junio de 1975, Documento Nacional de Identidad 24.560.841, casado en primeras nupcias, domiciliado en la avenida Leandro N. Alem 1180, piso 9°, de esta ciudad; persona de mi conocimiento en los términos del Art. 306 inc. b) del Código Civil y Comercial, quien concurre en nombre y representación de **"SOUTHERN ENERGY S.A."**, C.U.I.T. 30-71858062-1, con domicilio social en la avenida Leandro N. Alem 1180, piso 9°, de esta ciudad, en su carácter de Presidente, lo que acredita: A) la existencia legal de la sociedad y el carácter invocado con su estatuto social, otorgado por escritura pública número 243, de fecha 13 de mayo de 2024 y su complementaria otorgada por escritura pública número 274, de fecha 27 de mayo de 2024, pasadas al folio 651 y 737 respectivamente, protocolo del año 2024 de esta Notaría, inscriptas conjuntamente en la Inspección General de Justicia el 24 de junio de 2024, bajo el número 10811 del Libro 117 de Sociedades por Acciones; la documentación reseñada en original tengo a la vista para este acto y en copias certificadas se anexó al folio 903 protocolo año 2024 de est Notaria.- El compareciente manifiesta que la documentación referida se encuentra vigente y que la representación que ejerce, no le ha sido revocada, suspendida, ni limitada.- y B) La autorización para este acto surge del Acta de Directorio que transcripta íntegramente dice: **"ACTA de DIRECTORIO N°3:** En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, **siendo primer día del mes de julio de**

N 029477132

2024, a las 11:30 horas, se reúne en Avda. Leandro N. Alem 1180, piso 9°, el Directorio de **SOUTHERN ENERGY S.A.** (la "Sociedad"), bajo la presidencia de su presidente, Rodolfo Heriberto Freyre, con la presencia de los Directores abajo firmantes y la asistencia del Síndico Titular Andrea Estela Galaz Silva. Toma la palabra el Sr. Freyre y hace constar la necesidad de otorgar un poder general para asuntos judiciales y administrativos y de gestión. Tras consideración y por unanimidad, **el DIRECTORIO RESUELVE: I - <u>OTORGAR PODER GENERAL PARA ASUNTOS JUDICIALES Y ADMINISTRATIVOS Y DE GESTION</u>, sin facultad de sustitución, a favor de los Abogados Rodolfo Alejandro DÍAZ, D.N.I. 6.902.425, Gonzalo Alfredo FRATINI LAGOS, D.N.I. 23.235.125, Esteban RIVAROLA, D.N.I. 18.556.508, Tomás Eduardo DOMINGUEZ HOFFMANN, D.N.I. 28.422.476, Fernando FRESCO, D.N.I. 23.378.220, Marcelo Horacio BOMBICINI, D.N.I. 17.634.759, María Inés SOLA, D.N.I. 25.257.710, Juan Pablo FRATANTONI, D.N.I. 28.030.455, Javier Pablo CAPOBIANCO, D.N.I. 22.738.726, Carolina María BATTISTON, D.N.I. 29.656.768, Analía Constanza LEIVA, D.N.I. 30.654.762, Nicolas BERTORELLO, D.N.I. 32.531.542, Patricio José Federico SOBRAL DE ELÍA, D.N.I. 23.578.459, Dolores REIMUNDES, D.N.I. 31.960.215, María Celeste GODOY, D.N.I. 24.564.295, Juan Bautista Felipe YOFRE, D.N.I. 24.364.758, Manuel SERANTES, D.N.I. 31.165.261, Mariana Paula BULLA, D.N.I. 22.889.748, María de las Mercedes CHIFFLET, D.N.I. 32.763.558, Lucila María WEISZ, D.N.I. 35.728.355, Ivan VIGANI, D.N.I. 37.813.011, María José GOLLAN, D.N.I. 33.488.522, y Florencia AMARTINO, D.N.I. 42.660.862,** para que, en nombre y representación de la Sociedad y actuando en forma individual e indistinta, ejecuten los actos y ejerciten las facultades siguientes: **<u>1.1. FACULTADES JUDICIALES Y ADMINISTRATIVAS</u>**: Presentarse en apoyo y defensa de los

derechos de la mandante, ya sea como actora, demandada o tercerista, en todos los pleitos, trámites, sumarios y asuntos, judiciales y administrativos que la poderdante tenga iniciados, deba iniciar más adelante o se le susciten por cualquier causa, así como en la mediación previa cuando fuere aplicable, sean civiles, comerciales, penales, laborales, previsionales, tributarios, contencioso administrativos, puramente administrativos o de otra naturaleza y cualquiera sea la jurisdicción o fuero que correspondiere, presentándose ante Tribunales Federales, Nacionales, Provinciales, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Cámaras y Cortes, así como Tribunales del Trabajo, Comisiones de Conciliación, Ministerio de Trabajo, sus Direcciones y Delegaciones, Tribunales Fiscales, Tribunales de Faltas, Tribunal Nacional de Defensa de la Competencia u otros tribunales administrativos y demás autoridades y organismos impositivos, aduaneros, de seguridad u otros competentes, incluyendo Empresas y Sociedades del Estado, a cuyo efecto podrán hacer uso de todos los derechos y recursos que acuerdan las leyes, decretos y reglamentaciones; entablar y contestar demandas, reconvenciones, tercerías e incidentes; constituir domicilios especiales o legales; citar en garantía; iniciar y proseguir juicios sucesorios como acreedor; formular denuncias, constituirse en parte querellante y en actor civil; tomar vistas; prorrogar y declinar jurisdicciones; recusar; formular desistimientos; presentar escritos, escrituras y toda clase de documentación; ofrecer, producir, tachar o impugnar pericias, testigos y toda clase de pruebas; nombrar peritos; poner posiciones; ejecutar hipotecas y prendas, pedir y realizar secuestros o su levantamiento y pedir la traba o levantamiento de embargos preventivos o definitivos e inhibiciones; pedir medidas cautelares; prestar o aceptar cauciones juratorias o reales; nombrar depositarios; tomar posesión de bienes; pedir venta y remate de bienes; iniciar concursos, pedir quiebras y sus levantamientos; asis-

tir a juicios verbales y de conciliación y a comités de acreedores, intervenir en verificación y graduación de créditos; pedir cotejos y compulsas; aceptar o rechazar concordatos, cesiones y adjudicaciones de bienes; nombrar síndicos y liquidadores; notificarse de resoluciones, sentencias y demás proveídos y consentir o interponer en todos los grados e instancias aclaratorias, revocatorias, reconsideraciones, recursos jerárquicos, de apelación, de amparo, de inconstitucionalidad, de queja y todo otro que las leyes permitan; y, en general, cumplir con todos los actos procesales que a cada proceso, juicio o expediente corresponda en cada caso, hasta su terminación. **1.2. FACULTADES GENERALES DE GESTION:** Presentarse ante el Estado Nacional o Provincial, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Municipalidades, Tribunales Fiscales, de Faltas u otros Tribunales Administrativos, Presidencia de la Nación, Jefatura de Gabinete de Ministros, Ministerios, Secretarías, Subsecretarías, Direcciones, Departamentos y ante cualquiera de los Poderes Públicos, Entes Públicos, Empresas o Sociedades del Estado, Sociedades Mixtas, Entes Autárquicos, sus delegaciones, oficinas y dependencias y especialmente, aunque no limitadamente, ante el Ministerio de Economía, el Ministerio de Desarrollo Productivo, la Secretaría de Energía, sus subsecretarías y dependencias, Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA), Ente Nacional de Obras Hídricas de Saneamiento (ENOHSA), YPF S.A., Administración Federal de Ingresos Públicos (ex Administración Nacional de Aduanas y ex Dirección General Impositiva, ahora respectivamente AFIP-DGI y AFIP-DGA), Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, Direcciones Generales de Rentas, Comisión Nacional de Valores, Inspecciones Generales de Justicia, Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires y orga-

nismos de contralor equivalentes de otras Provincias, Registros Públicos de Comercio, Unidad de Información Financiera (UIF), Comisión Nacional de Energía Atómica, Empresas de Servicios Eléctricos, Empresas de Distribución y Comercialización de Gas, Agua y Saneamientos Argentinos S.A. (AYSA), Empresas de Telecomunicaciones y Servicios Postales, Institutos de Previsión Social, Instituto Nacional de Obras Sociales, Administración Nacional de Seguridad Social -ANSES-, Superintendencia de Servicios de Salud, Cajas de Jubilaciones; Instituto Nacional de la Propiedad Industrial (INPI); Registros Nacionales de la Propiedad del Automotor, Prendario, de la Propiedad Industrial, de la Propiedad Inmueble, de Aeronaves, de Buques y de la Industria Naval; Fuerzas Armadas y sus reparticiones, Policía Federal o de las Provincias y, eventualmente, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Cuerpos de Bomberos, Prefectura Naval Argentina, Administración General de Puertos, Capitanías de Puertos, Servicio de Hidrografía Naval, Gendarmería Nacional y Consulados extranjeros, así como ante personas humanas o jurídicas o sujetos de derecho privado, nacionales o extranjeros, para retirar, presentar o suscribir solicitudes, peticiones, planos, planillas, despachos, manifiestos, recibos, transferencias, certificados, boletas de control y demás documentos; comparecer en sumarios y actuaciones; constituir domicilios especiales o legales; notificarse de resoluciones simples y definitivas; formular protestas y declaraciones simples y juradas; consentir, pedir reconsideraciones e interponer toda clase de recursos hasta agotar las instancias; expedir o retirar de las Oficinas de la AFIP-DGA, Empresas de Telecomunicaciones y Servicios Postales, ferrocarriles, mensajerías y empresas de transporte fluvial, aéreo, terrestre o marítimo mercaderías, encomiendas, equipos, equipajes, cargas, valores y correspondencia simple, certificada o telegráfica, incluso cartas documentos y telegramas simples o colacionados y hacer

todo reclamo, pedido y gestión a que hubiere lugar. **1.3. FACULTADES PARA ARBITRAJES Y TRANSACCIONES**: Comprometer en árbitros o arbitradores; celebrar arreglos y transacciones judiciales o extrajudiciales; conceder quitas o esperas y suscribir la documentación pertinente. **1.4. FACULTADES PARA COBRAR Y PERCIBIR**: Cobrar, percibir y dar recibos; **II - INTERVENCION DE OTROS APODERADOS-VIGENCIA**: Se deja constancia que este Poder no revoca otros poderes anteriores y que la intervención de otros apoderados en los mismos asuntos no importará la caducidad de este mandato, el cual entrará en vigencia el día del otorgamiento de la correspondiente escritura de mandato y sólo quedará revocado (i) cuando lo sea por escritura pública o (ii) el día 31 de marzo de 2027, lo que ocurra primero; **III - CUMPLIMIENTO CON LAS NORMAS LEGALES**: Cada apoderado que ejerza este mandato, lo cual implica su aceptación, queda notificado que tal ejercicio debe hacerse cumpliendo con todas las leyes, decretos, reglamentos, disposiciones y demás normas legales que fueren de aplicación en cada caso; y **IV - ELEVAR ESTE MANDATO A ESCRITURA PÚBLICA.** Por no haber más asuntos que tratar, se levanta la reunión **a las 11:55 horas. FIRMADO:** Rodolfo Heriberto Freyre, Rodolfo Eduardo Berisso, Gonzalo Alfredo Fratini Lagos Y Andrea Estela Galaz Silva.-" **LO RELACIONADO Y TRANSCRIPTO** concuerda fielmente con su original que tengo a la vista para este acto.- Y en el carácter invocado y justificado **EXPONE:** Que **OTORGA PODER GENERAL PARA ASUNTOS JUDICIALES Y ADMINISTRATIVOS Y DE GESTION,** sin facultad de sustitución, a favor de los Abogados **Rodolfo Alejandro DÍAZ**, D.N.I. 6.902.425; **Gonzalo Alfredo FRATINI LAGOS**, D.N.I. 23.235.125; **Esteban RIVAROLA**, D.N.I. 18.556.508; **Tomás Eduardo DOMINGUEZ HOFFMANN**, D.N.I. 28.422.476; **Fernando FRESCO**, D.N.I. 23.378.220; **Marcelo Horacio BOMBICINI**, D.N.I. 17.634.759; **María Inés SO-**

LA, D.N.I. 25.257.710; **Juan Pablo FRATANTONI**, D.N.I. 28.030.455; **Javier Pablo CAPOBIANCO**, D.N.I. 22.738.726; **Carolina María BATTISTON**, D.N.I. 29.656.768; **Analía Constanza LEIVA**, D.N.I. 30.654.762; **Nicolas BERTORELLO**, D.N.I. 32.531.542; **Manuel SERANTES**, D.N.I. 31.165.261; **Patricio José Federico SOBRAL DE ELÍA**, D.N.I. 23.578.459; **Dolores REIMUNDES,** D.N.I. 31.960.215; **María Celeste GODOY**, D.N.I. 24.564.295; **Juan Bautista Felipe YOFRE**, D.N.I. 24.364.758; **Mariana Paula BULLA**, D.N.I. 22.889.748; **María de las Mercedes CHIFFLET**, D.N.I. 32.763.558; **Lucila María WEISZ**, D.N.I. 35.728.355; **Iván VIGANI,** D.N.I. 37.813.011; **María José GOLLAN**, D.N.I. 33.488.522 y **Florencia AMARTINO,** D.N.I. 42.660.862, para que, en nombre y representación de la Sociedady actuando en forma individual e indistinta uno cualesquiera de ellos, ejerzan ante quien se establece en el acta precedentemente transcripta, las facultades que se dan por reproducidas en este lugar a sus efectos.- **INTERVENCION DE OTROS APODERADOS-VIGENCIA**: Se deja constancia que este Poder no revoca otros poderes anteriores más que el expresamente aquí revocado y que la intervención de otros apoderados en los mismos asuntos no importará la caducidad de este mandato, el cual entrará en vigencia el día del otorgamiento de la correspondiente escritura de mandato y sólo quedará revocado cuando lo sea por escritura pública o el día 31 de marzo de 2027, lo que ocurra primero.- **CUMPLIMIENTO CON LAS NORMAS LEGALES**: Cada apoderado que ejerza este mandato, lo cual implica su aceptación, queda notificado que tal ejercicio debe hacerse cumpliendo con todas las leyes, decretos, reglamentos, disposiciones y demás normas legales que fueren de aplicación en cada caso.- LEÍDA QUE LE ES se ratifica y firma, como dice acostumbra hacerlo, por ante mí la autorizante, doy fe.- RODOLFO HERIBERTO FREYRE.- Hay un sello.- MARÍA CRISTINA PÉREZ SOTO.- CONCUER-

N 029477135

DA con su matriz que pasó al folio 906 y bajo el número ya indicado del Registro 1976 a mi cargo.- Para los apoderados expido esta primera copia en cuatro fojas de ley numeradas correlativamente desde N 029477132 al N 029477135 inclusive, que sello y firmo en el lugar y fecha de su otorgamiento.-

MARIA CRISTINA PEREZ SOTO
ESCRIBANA
MATRICULA 4601

240703000167

EL COLEGIO DE ESCRIBANOS de la Ciudad de Buenos Aires, Capital Federal de la República Argentina, en virtud de las facultades que le confiere la ley orgánica vigente, LEGALIZA la firma del escribano PEREZ SOTO, MARIA CRISTINA obrantes en el documento anexo: 1° copia firmada por dicho escribano en la foja de Actuación Notarial N-29477135 con fecha 02/07/2024 respecto de la escritura 337 de fecha 02/07/2024 pasada al folio 906 del registro notarial 1976. La presente legalización 240703000167, no juzga sobre el contenido y forma del documento y puede ser verificada en la página web del Colegio de Escribanos de la Ciudad de Buenos Aires. www.colegio-escribanos.org.ar

Firmado Digitalmente por Colegio de Escribanos de la Ciudad de Buenos Aires. Escribano Legalizador RODRIGUEZ FOSTER, PAULA MARIA. Matrícula 3995. Buenos Aires, 03/07/2024 11:18.-

GISELA MARIA
MAT. 5
ESC

FOTOCOPIA CERTIFICADA
EN ACTUACION NOTARIAL
Nº I022071144

GISELA MARIA OLIVERDA
MAT. 5188
ESCRIBANA

COLEGIO DE ESCRIBANOS
CIUDAD DE BUENOS AIRES
CAPITAL FEDERAL - REPUBLICA ARGENTINA

CERTIFICACION DE REPRODUCCIONES
LEY 404

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMATICO
FOLIO Nº 08

T 022021144

Buenos Aires, 11 de septiembre de 2024

En mi carácter de escribano Adscripta del Registro Notarial Nº 1976

CERTIFICO que la reproducción anexa, extendida en cinco

foja/s, que sello y firmo, es COPIA FIEL de su original, que tengo a la vista, doy fe.

GISELA MARIA ODERDA
MAT. 5188
ESCRIBANA

LEGALIZACIÓN DIGITAL
LEY 404

240911001095

EL COLEGIO DE ESCRIBANOS de la Ciudad de Buenos Aires, Capital Federal de la República Argentina, en virtud de las facultades que le confiere la ley orgánica vigente, LEGALIZA la firma del escribano ODERDA, GISELA MARIA obrantes en el documento anexo: CERTIFICACIÓN DE REPRODUCCIONES firmada por dicho escribano en la foja de Certificación de Reproducciones T-22021144 con fecha 11/09/2024. La presente legalización 240911001095, no juzga sobre el contenido y forma del documento y puede ser verificada en la página web del Colegio de Escribanos de la Ciudad de Buenos Aires. www.colegio-escribanos.org.ar

Firmado Digitalmente por Colegio de Escribanos de la Ciudad de Buenos Aires. Escribano Legalizador GARAYO, MARIA FLORENCIA, Matrícula 5260. Buenos Aires, 11/09/2024 15:18.-

citi

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMATICO
10
FOLIO N°

Detalles del Pago 5000061847AR10

Código de Preformato	--
Nombre/Moneda/Nombre de Cuenta de Débito	0813926032 - ARS - PAN AMERICAN ENERGY SL SUCURSA
Monto/Moneda de Pago	ARS - 600225.00
Método de Pago	Transferencia de Fondos Nacional
Tipo de Pago	Transferencia Interbancaria
Identificador de Subsidiaria	-- - --
Su Referencia	5000061847AR10
Confidencial	No
Número de Cuenta IBAN de Débito	--
Fecha Valor	10/23/2024
Número de Cuenta del Beneficiario	00000000000000000000000900002357002
Nombre del Beneficiario	Fondo Fid Amb. Prov Rio Negro
Ident. del Beneficiario	0000402250
Nombre del Banco Beneficiario	BANCO PATAGONIA SA
Dirección del Banco Beneficiario	--
Código de Direccionamiento del Banco Beneficiario	034
Beneficiary Branch Code	00000251
Sucursal de Destino / Nombre	000 - CENTRAL CAJ.PAYLINK
Tipo de Cuenta del Beneficiario	01 - Checking
Descripción	AR1050000618472024
Tipo de Documento	Datanet Proveedores
Accounting Code	--
Código del Producto	--
Financial Code	--
Descripción/Código de motivo de pago	--
Enviado Por	FUNCTIONAL USER ARGENTINA USER 2
Fecha y Hora de Envío	10/23/2024, 10:02:32 GMT-03:00
Número de Cheque	--

citi

SECRETARIA DE AMBIENTE ... FOLIO N° ... MATICO

Detalles del Pago 5000061848AR10

Código de Preformato	--
Nombre/Moneda/Nombre de Cuenta de Débito	0813926032 - ARS - PAN AMERICAN ENERGY SL SUCURSA
Monto/Moneda de Pago	ARS - 600225.00
Método de Pago	Transferencia de Fondos Nacional
Tipo de Pago	Transferencia Interbancaria
Identificador de Subsidiaria	-- - --
Su Referencia	5000061848AR10
Confidencial	No
Número de Cuenta IBAN de Débito	--
Fecha Valor	10/23/2024
Número de Cuenta del Beneficiario	0000000000000000000000900002357002
Nombre del Beneficiario	Fondo Fid Amb. Prov Rio Negro
Ident. del Beneficiario	0000402250
Nombre del Banco Beneficiario	BANCO PATAGONIA SA
Dirección del Banco Beneficiario	--
Código de Direccionamiento del Banco Beneficiario	034
Beneficiary Branch Code	00000251
Sucursal de Destino / Nombre	000 - CENTRAL CAJ.PAYLINK
Tipo de Cuenta del Beneficiario	01 - Checking
Descripción	AR1050000618482024
Tipo de Documento	Datanet Proveedores
Accounting Code	--
Código del Producto	--
Financial Code	--
Descripción/Código de motivo de pago	--
Enviado Por	FUNCTIONAL USER ARGENTINA USER 2
Fecha y Hora de Envío	10/23/2024, 10:02:32 GMT-03:00
Número de Cheque	--

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 12

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CARPETA 1 de 2

Octubre 2024

INDICE GENERAL

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
13
FOLIO N°

CARPETA 1 de 2

CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO

1. PRESENTACIÓN
2. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
3.1 COMPONENTES ON SHORE
3.2 COMPONENTES OFF SHORE
3.3 UNIDAD FLOTANTE DE LICUEFACCIÓN
3.4 ETAPA CONSTRUCTIVA
3.5 ETAPA OPERATIVA
3.6 CIERRE Y ABANDONO
4. DEFINICIÓN DE ÁREAS DE INFLUENCIA
5. LÍNEA DE BASE AMBIENTAL: AMBIENTE TERRESTRE
5.1 MEDIO FÍSICO
5.2 MEDIO BIÓTICO
5.3 MEDIO SOCIAL
6. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES
6.1 ESTUDIOS ESPECIALES
6.2 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL: COMPONENTES ON SHORE
6.3 CONCLUSIONES
7. MEDIDAS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y LINEAMIENENTOS PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL
7.1 GESTIÓN AMBIENTAL PARA ETAPA CONSTRUCTIVA
7.2 GESTIÓN AMBIENTAL PARA ETAPA OPERATIVA

CAPÍTULO 2: PRESENTACIÓN

1. PRESENTACIÓN
2. FUNDAMENTACIÓN DEL PROYECTO
3. OBJETIVO, ALCANCE Y MARCO NORMATIVO DEL ESTUDIO
4. METODOLOGÍA DE TRABAJO
5. ORGANIZACIÓN DEL ESTUDIO
6. DATOS DEL PROPONENTE DEL PROYECTO
7. DATOS DE LA CONSULTORA A CARGO DEL ESTUDIO
8. ANEXOS

ANEXO 1: REGISTRO NACIONAL

ANEXO 2: REGISTRO PROVINCIAL

CAPÍTULO 3: MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL

1. INTRODUCCIÓN
2. MARCO LEGAL AMBIENTAL A NIVEL NACIONAL
2.1 ASPECTOS GENERALES
2.2 MARCO JURÍDICO AMBIENTAL CON INCIDENCIA EN LA ACTIVIDAD
3. MARCO LEGAL AMBIENTAL DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO
3.1 ASPECTOS GENERALES
3.2 MARCO JURÍDICO AMBIENTAL CON INCIDENCIA EN LA ACTIVIDAD
3.3 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL EN LA PROVINCIA DE RIO NEGRO
4. MARCO LEGAL INSTITUCIONAL A NIVEL MUNICIPAL: DEPARTAMNTO DE SAN ANTONIO OESTE
4.1 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL
4.2 COMISIÓN MUNICIPAL DE ECOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE DE SAN ANTONIO OESTE
4.3 CARTA ORGÁNICA DE SAN ANTONIO OESTE
4.4 RESIDUOS
4.5 RUIDOS
4.6 ORDENAMIENTO DEL TERRITORIO
4.7 CONSIDERACIONES FINALES SOBRE LA NORMATIVA MUNICIPAL

CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
14
FOLIO N°

1. INTRODUCCIÓN
2. UBICACIÓN DEL PROYECTO
2.1 FLNG
2.2 CABECERA DEL GASODUCTO
2.3 TRAMO TERRESTRE DEL GASODUCTO
2.4 CENTRO DE SOPORTE LOGÍSTICO
3. INSTALACIONES PREXISTENES
3.1 PLANTA COMPRESORA SAN ANTONIO OESTE
3.2 PUERTO SAN ANTONIO ESTE
4. INSTALACIONES ON-SHORE
4.1 CABECERA DEL GASODUCTO
4.2 GASODUCTO: TRAMO TERRESTRE
4.3 CENTRO DE SOPORTE LOGÍSTICO
5. INSTALACIONES OFF-SHORE
5.1 GASODUCTO: TRAMO SUBMARINO
5.2 DISPOSITIVO DE AMARRE SPM
6. UNIDAD FLOTANTE DE LICUEFACCIÓN – FLNG
6.1 PROCESO DE LICUEFACCIÓN
6.2 SISTEMAS Y PROCESOS AUXILIARES
6.3 FASES OPERATIVAS
6.4 ASPECTOS OPERATIVOS
6.5 ASPECTOS DE SEGURIDAD
6.6 OTRAS INSTALACIONES
6.7 CIERRE Y DESMANTELAMIENTO DE LA UNIDAD FLNG
7. ETAPA CONSTRUCTIVA
7.1 CRONOGRAMA DE OBRAS
7.2 OBRADORES Y DEPÓSITOS TEMPORALES
7.3 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE LA CABECERA DEL GASODUCTO
7.4 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL TRAMO TERRESTRE DEL GASODUCTO
7.5 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL TRAMO SUBMARINO DEL GASODUCTO
7.6 APECTOS CONSTRUCTIVOS DEL DISPOSITIVO DE AMARRE SPM
7.7 MANO DE OBRA
7.8 INSUMOS Y SERVICIOS
7.9 EFLUENTES Y RESIDUOS

8. ETAPA OPERATIVA
8.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL
8.2 DATOS DE PRODUCCIÓN: CONSUMOS Y CAUDALES
8.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL FLNG
8.4 CAUDAL DE DISEÑO
8.5 MANTEMIENTO DE LAS INSTALACIONES ON-SHORE
8.6 OPORTE LOGÍSTICO DE LA FLNG
8.7 PERSONAL
9. CIERRE Y ABANDONO

CAPÍTULO 5: DEFINICIÓN DEL ÁREA OPERATIVA, EL ÁREA DE ESTUDIO Y LAS ÁREAS DE INFLUENCIA

1. ÁREA DE ESTUDIO
2. ÁREA OPERATIVA DEL PROYECTO
3. ÁREAS DE INFLUENCIA DEL PROYECTO
3.1 ÁREAS DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE NATURAL
3.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE ANTRÓPICO

CAPÍTULO 6: LÍNEA DE BASE AMBIENTAL – MEDIO FÍSICO

1. INTRODUCCIÓN
2. AMBIENTE TERRESTRE
2.1 CLIMATOLOGÍA
2.2 GEOLOGÍA
2.3 HIDROLOGÍA
2.4 EDAFOLOGÍA
2.5 CALIDAD DEL AIRE
2.6 RUIDO AMBIENTE
3. BIBLIOGRAFÍA
4. ANEXOS

ANEXO 1: ESTUDIO DE RIESGO HÍDRICO
ANEXO 2: ANÁLISIS DE MUESTRAS DE SUELO
ANEXO 3: MUESTREO DE CALIDAD DE AIRE
ANEXO 4: MEDICIONES DE RUIDO AMBIENTE

FOLIO N° 15

CARPETA 2 de 2

CAPÍTULO 6: LÍNEA DE BASE AMBIENTAL – MEDIO BIÓTICO

1. INTRODUCCIÓN
2. AMBIENTE TERRESTRE
2.1 CARACTERIZACIÓN REGIONAL
2.2 FLORA
2.3 FAUNA TERRESTRE
3. ÁREAS IMPORTANTES PARA LA CONSERVACIÓN
3.1 ÁREAS PROTEGIDAS COSTERO MARINAS
4. BIBLIOGRAFÍA
5. ANEXOS
ANEXO 1: FLORA Y FAUNA TERRESTRE – CAMPAÑA INVERNAL

CAPÍTULO 6: LÍNEA DE BASE AMBIENTAL – MEDIO SOCIAL

1. INTRODUCCIÓN
1.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS
1.2 MARCOS DE REFERENCIA DEL ESTUDIO
2. CARACTERIZACIÓN REGIONAL
2.1 VÍAS DE ACCESO Y CIRCULACIÓN
2.2 CARACTERIZACIÓN POLÍTICO-ADMINISTRATIVA
2.3 ASPECTOS DEMOGRÁFICOS
2.4 POBLACIÓN INDÍGENA
2.5 CALIDAD DE VIDA
2.6 CONDICIONES DE VIVIENDA Y SERVICIOS
2.7 ASPECTOS ECONÓMICOS
2.8 ORDENAMIENTO TERRITORIAL PROVINCIAL
2.9 ADMINISTRACIÓN COSTERA Y MARÍTIMA DEL GOLFO SAN MATÍAS

3. CARACTERIZACIÓN LOCAL
3.1 VÍAS DE CIRCULACIÓN
3.2 CARACTERIZACIÓN POLÍTICO-ADMINISTRATIVA
3.3 DINÁMICA POBLACIONAL
3.4 ACCESO A LA SALUD
3.5 ACCESO A LA EDUCACIÓN
3.6 CONDICIONES DE VIVIENDA Y SERVICIOS
3.7 DINÁMICA ECONÓMICA
3.8 SEGURIDAD
3.9 TRANSPORTE
3.10 ORDENAMIENTO TERRITORIAL MUNICIPAL
4. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE IMPLANTACIÓN
4.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO
4.2 USOS DE SUELO Y DE LA COSTA
5. PARTES INTERESADAS
5.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE PARTES INTERESADAS
5.2 MAPEO DE PARTES INTERESADAS
6. ARQUEOLOGÍA
6.1 ANTECEDENTES DE LA REGIÓN
6.2 RELEVAMIENTO ARQUEOLÓGICO
6.3 CONSIDERACIONES FINALES
7. PALEONTOLOGÍA
7.1 CONTEXTO GEO-PALEONTOLÓGICO DEL ÁREA DE ESTUDIO
7.2 RELEVAMIENTO PALEONTOLÓGICO DEL ÁREA DE ESTUDIO
8. BIBLIOGRAFÍA
9. ANEXOS
ANEXO 1: PARTES INTERESADAS CONTACTADAS

CAPÍTULO 7: IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES

1. INTRODUCCIÓN
2. METODOLOGÍA
3. IMPACTOS AMBIENTALES DERIVADOS DE LOS COMPONENTES ON-SHORE
3.1 IMPACTOS AMBIENTALES SOBRE EL MEDIO FÍSICO
3.2 IMPACTOS AMBIENTALES SOBRE EL MEDIO BIÓTICO
3.3 IMPACTOS AMBIENTALES SOBRE EL MEDIO ANTRÓPICO
4. MATRICES DE IMPACTO AMBIENTAL
4.1 ETAPA CONSTRUCTIVA COMPONENTES ON SHORE
4.2 ETAPA OPERATIVA COMPONENTES ON SHORE
4.3 MATRIZ RESUMEN COMPONENTES ON SHORE
5. CONCLUSIONES
6. BIBLIOGRAFÍA
7. ANEXOS
ANEXO 1: ESTUDIO DE IMPACTO ACÚSTICO AÉREO (COMPONENTES ON SHORE)
ANEXO 2: ANÁLISIS DE RIESGOS AMBIENTALES

CAPÍTULO 8: MEDIDAS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y LINEAMIENTOS PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL

1. INTRODUCCIÓN
2. MEDIDAS DE GESTIÓN AMBIENTAL
2.1 ETAPA CONSTRUCTIVA
2.2 ETAPA OPERATIVA
2.3 CIERRE Y ABANDONO
3. LINEAMIENTOS PARA EL PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL
3.1 ORGANIZACIÓN DEL PGA
3.2 PLAN DE PROTECCIÓN AMBIENTAL (PPA)
3.3 PLAN DE MONITOREO AMBIENTAL (PMA)
3.4 PLAN DE CONTINGENCIAS AMBIENTALES (PCA)
3.5 PLAN DE GESTIÓN SOCIAL (PGS)
4. BIBLIOGRAFÍA

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CONTROL CLIMÁTICO
16
FOLIO N°

SECRETARIA DE A...
17
FOLIO

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO

Octubre 2024

CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO

SECRETARÍA DE CAMBIO CLIMÁTICO
18
FOLIO N°

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN 4
2. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL 7
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 8
3.1 COMPONEnTES ON SHORE 9
3.2 COMPONENTES OFF SHORE 10
3.3 UNIDAD FLOTANTE DE LICUEFACCIÓN 10
3.3.1 Proceso de Licuefacción 12
3.3.2 Aspectos Operativos 13
3.4 ETAPA CONSTRUCTIVA 19
3.5 ETAPA OPERATIVA 23
3.6 CIERRE Y ABANDONO 24
4. DEFINICIÓN DE ÁREAS DE INFLUENCIA 24
4.1 ÁREAS DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE NATURAL 25
4.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE ANTRÓPICO 27
5. LÍNEA DE BASE AMBIENTAL: AMBIENTE TERRESTRE 29
5.1 MEDIO FÍSICO 29
5.1.1 Climatología 29
5.1.2 Geología 30
5.1.3 Hidrología 32
5.1.4 Edafología 33
5.1.5 Calidad de Aire 34
5.1.6 Ruido Ambiente 34
5.2 MEDIO BIÓTICO 35
5.2.1 Caracterización Regional 35
5.2.2 Flora y Fauna Terrestre 36
5.2.3 Áreas Importantes para la Conservación 38
5.3 MEDIO SOCIAL 38

5.3.1 Medio Antrópico 38

5.3.2 Estudio de Percepción 44

5.3.3 Arqueología 44

5.3.4 Paleontología 45

6. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES 46

6.1 ESTUDIOS ESPECIALES 48

6.2 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL: COMPONENTES ON SHORE 50

6.3 CONCLUSIONES 51

7. MEDIDAS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL 53

7.1 GESTIÓN AMBIENTAL PARA ETAPA CONSTRUCTIVA 54

7.2 GESTIÓN AMBIENTAL PARA ETAPA OPERATIVA 60

FOLIO N° 18

1. PRESENTACIÓN

El presente informe constituye el **Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG en el Golfo San Matías** (Proyecto FLNG GSM) de la empresa SOUTHERN ENERGY. El mismo fue elaborado por la Consultora SERMAN & ASOCIADOS en el marco de la Ley Provincial 3.266 y su Decreto Reglamentario 656/2004.

El Proyecto FLNG GSM consiste en la instalación de una unidad flotante de licuefacción (FLNG) de gas natural para la producción y la exportación de gas natural licuado (GNL), con una capacidad nominal de 2,4 millones de toneladas por año (MTPA).

Los principales componentes del Proyecto FLNG GSM son:

- Instalaciones *on shore*:
  - Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
  - Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.
- Instalaciones *off shore*:
  - Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.
  - Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[1] de profundidad.
- FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

El FLNG que se utilizará es el HILLI EPISEYO de la empresa GOLAR.

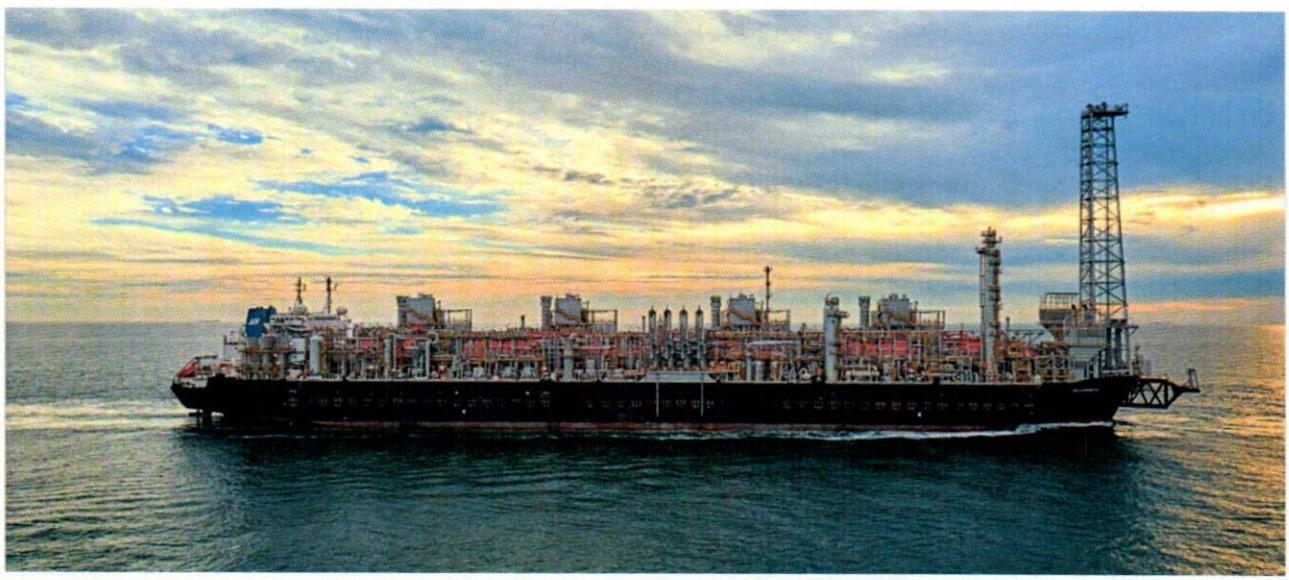


Figura 1. Golar Hilli Episeyo FLNG.

[1] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

El Proyecto FLNG GSM se emplazará en la provincia de Río Negro, a 35 km al sur de la localidad de Las Grutas. La FLNG se ubicará en las aguas del Golfo San Matías a 4,5-7 km de la costa. Por su parte, el Centro de Soporte Logístico del proyecto se ubicará en el Puerto San Antonio Este.

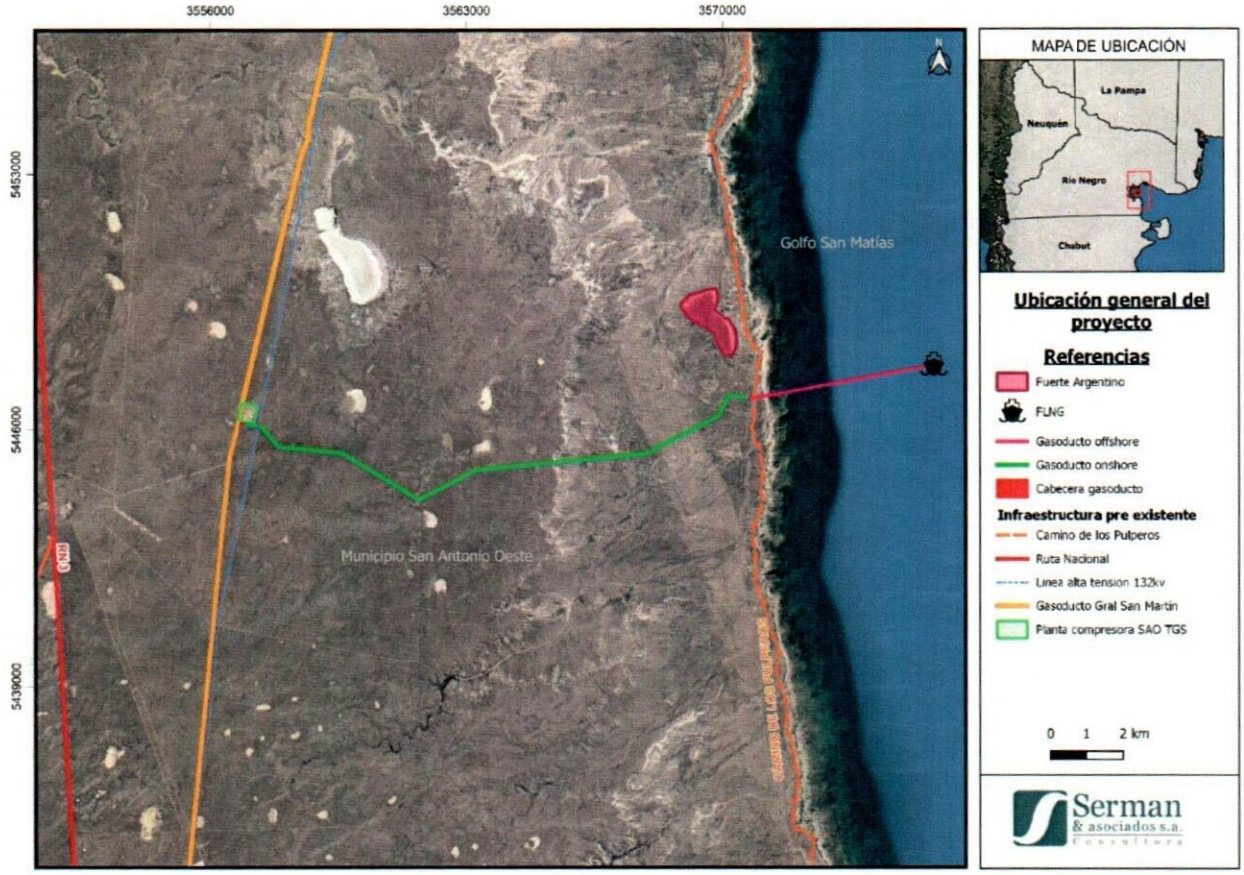


Figura 2. Ubicación del Proyecto FLNG en Golfo San Matías, Provincia de Río Negro.

Objetivo

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) tiene como objetivo fundamental identificar aquellos aspectos ambientales del proyecto que resulten de mayor significación para el ambiente, de manera tal de brindar las medidas de gestión ambiental necesarias para prevenir, reducir, manejar e incluso compensar las potenciales afectaciones que puedan generarse en las distintas etapas. Para esto, resulta fundamental conocer los aspectos del proyecto que puedan modificar el medio, detallar las características del ambiente natural y antrópico que definen el área de implantación del mismo y finalmente analizar sus vinculaciones identificando potenciales afectaciones.

Alcance

El desarrollo del Proyecto FLNG GSM contempla la infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas natural a la FLNG, el sistema de amarre y los servicios de soporte a la FLNG, la operación de la FLNG para la producción de GNL y el despacho de GNL a través de buque metaneros.

Por lo tanto, el alcance del presente Estudio de Impacto Ambiental comprende la construcción de una instalación desde donde se desvíe el gas natural que se transporta a través del Gasoducto San Martin (Cabecera), un gasoducto terrestre de aproximadamente 14-15 km de extensión y un gasoducto submarino de entre 4,5-7 km extensión hasta el sistema de amarre de la FLNG. También comprende un Centro de Soporte Logístico a instalarse en el Puerto San Antonio Este.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
20
FOLIO N°

Marco Normativo

Las características del proyecto determinan la existencia de intervenciones por parte de diferentes autoridades de carácter sectorial o jurisdiccional que establecen implicancias que requerirán una gestión articulada ante diferentes autoridades competentes, existiendo alguna de ellas con un papel clave para la aprobación del mismo.

En el presente se ha adoptado el criterio metodológico de destacar una o más autoridades claves o centrales para la aprobación del proyecto (siguiendo en cierta forma el modelo del derecho comparado de identificar un organismo coordinador (*Lead Agency*) o autoridad de aplicación con poder decisorio central para el proyecto, dejando a salvo la participación y las competencias de otros organismos. En este sentido, el proyecto tendrá como autoridades claves a la Secretaría de Energía y el ENARGAS, en lo que hace a la obra en sí (gasoducto), la Prefectura Naval Argentina y la Subsecretaria de Puertos Vías Navegables y Marina Mercante, en lo que respecta a las instalaciones portuarias y tránsito naval; y las Autoridades correspondientes a la Provincia de Río Negro y el Municipio de San Antonio Oeste en lo que hace al uso de los recursos, aspectos de ordenamiento, planes, etc.

Pero el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se regirá conforme los lineamientos de la Provincia de Río Negro, establecidos en la Ley Provincial 3.266 y su Decreto Reglamentario 656/2004, la cual lo considera un instrumento necesario para la conservación del ambiente en todo el territorio de la provincia a los fines de resguardar los recursos naturales dentro de un esquema de desarrollo sustentable, siendo sus normas de orden público.

Esta ley considera a la EIA un procedimiento destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir o mitigar, las consecuencias o efectos que acciones o proyectos públicos o privados, puedan causar al equilibrio ecológico, el mantenimiento de la calidad de vida y la preservación de los recursos naturales existentes en la provincia. De ahí que todo proyecto de obras o actividades capaces de modificar, directa o indirectamente el ambiente del territorio provincial, deberán obtener una Resolución Ambiental (RA), expedida por la Autoridad Ambiental Provincial. La RA constituye la última etapa de la EIA, y es requisito indispensable para que los organismos públicos centralizados o descentralizados de la administración pública provincial y/o municipal con competencia en la obra y/o actividad, puedan autorizar la ejecución de las obras o actividades.

Estrategia de Presentación

Por requerimiento de la Autoridad Ambiental de la Provincia de Río Negro y con el objetivo de facilitar su evaluación, se ha dividido el presente Estudio de Impacto Ambiental en dos estudios complementarios, autosuficientes pero dependientes uno del otro. Uno de los estudios estará abocado a la evaluación de los impactos derivados de los componentes *on shore* del proyecto, y el otro estudio estará destinado a la evaluación de los impactos derivados de los componentes *off shore* del proyecto. No obstante, es importante señalar que se trata de componentes de un mismo proyecto, porque los componentes por sí solos no son funcionales. Se necesita de la ejecución de todos los componentes para la viabilidad del proyecto. Por lo tanto, esta división que se propone responde, exclusivamente, a facilitar el proceso de evaluación.

Por lo tanto, se define el **Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG en Golfo San Matías – Componentes On Shore**, acotado a la evaluación ambiental de los siguientes componentes del proyecto:

- Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
- Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.

Y se define el **Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG en Golfo San Matías – Componentes Off Shore**, acotado a la evaluación ambiental de los siguientes componentes del proyecto:

- Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.
- Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[2] de profundidad.
- FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

La división estructural de ambos estudios es clara y está definida por el punto sobre la costa (Tie-In), punto de transición entre el gasoducto terrestre y el gasoducto submarino. La división conceptual es más compleja y será abordada en cada caso.

El presente constituye el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG GSM – Componentes On Shore.

2. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL

En marco del EsIA se efectúa un análisis del marco legal e institucional a nivel nacional y subnacional con el fin de abordar los aspectos regulatorios con implicancias socio-ambientales para la instalación de un buque licuefactor de gas natural para la producción y exportación de GNL en el Golfo San Matías, incluyendo la etapa de construcción y posterior operación de los componentes on-shore y off-shore mencionados, abarcativo de las labores de mantenimiento y lineamientos para la formulación del Plan de Gestión Ambiental.

En la República Argentina, y desde la reforma constitucional de 1994, con la inclusión del derecho al ambiente y el mandato del desarrollo sostenible como directriz de las políticas públicas, la protección del ambiente cobra una importancia en el diseño y la construcción de toda obra de infraestructura. Luego de la sanción de la Ley General del Ambiente en consecuencia del mandato surgido de la reforma de 1994, los regímenes de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se han transformado en esquemas generales de "habilitación ambiental", en principio en cabeza de las autoridades competentes de cada jurisdicción provincial, atendiendo a que el dominio de los recursos naturales y en consecuencia la potestad de regular y proteger el ambiente, recae en estas, por imperativo también de la citada reforma constitucional.

Cada provincia, conforme a su marco reglamentario, caracteriza y encuadra las actividades productivas conforme sus particularidades (mediante listado, fórmula polinómica, envergadura, listado, etc.). Sin perjuicio de esta "regla general" de la jurisdicción local en materia ambiental, convergen en muchos casos, otras potestades o facultades regulatorias de carácter técnico y a veces muy específico, de tipo sectorial, que, en muchos casos, abordan y contemplan aspectos ambientales y de desempeño.

[2] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
21
FOLIO N°

Convergen pues, las potestades ambientales generales propias de cada jurisdicción, con las sectoriales o de naturaleza específica o con perfil técnico, propias de organismos competentes, como es en el caso bajo análisis, del ENARGAS, tratándose de una instalación de licuefacción y terminal de logística para la exportación de GNL, en función de sus competencias regulatorias y técnicas sobre las actividades de transporte de gas. En forma similar, convergen potestades de tipo regulatorio técnico, más allá de la evaluación ambiental, en lo que hace a los aspectos de seguridad y ambiente en materia de gas, transporte, operaciones portuarias, donde inciden las potestades de la cartera de energía o, en el caso marítimo, la Prefectura Naval Argentina (PNA), en este último caso, con una fuerte impronta del derecho internacional en lo que atañe a los aspectos técnicos, surgidos en el contexto de la Organización Marítima Internacional (OMI).

El procedimiento de EIA, por lo tanto involucra una instancia a nivel nacional más bien de corte y perfil técnico, con protagonismo de las áreas de energía, ambiente y autoridades marítimas (PNA) en lo que atañe a las consideraciones técnicas, de diseño, seguridad y ambientales; con incidencia de ENARGAS, en articulación estrecha con el cumplimiento de las instancias de EIA, conforme a las potestades de la Provincia de Río Negro y, en menor medida y de manera incidental, a organismos locales o el municipio, en lo que hace a aspectos operativos portuarios o urbanísticos.

El proyecto tendrá como autoridades claves a: la Secretaría de Energía, el ENARGAS en lo que respecta a la regulación de las obras de construcción y tendido del gasoducto, la Prefectura Naval Argentina, responsable del control de las actividades marítimas, y las Autoridades Ambientales de la Provincia de Río Negro, principalmente la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático y otras con competencias técnicas pertinentes. También, se incluirán las Autoridades de San Antonio Oeste en lo que hace a aspectos locales, urbanísticos, planes, etc.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto FLNG GSM consiste en la instalación de una unidad flotante de licuefacción (FLNG) de gas natural para la producción y la exportación de gas natural licuado (GNL), con una capacidad nominal de 2,4 millones de toneladas por año (MTPA).

El Proyecto FLNG GSM comprende:

- La construcción de la infraestructura local para abastecer con gas natural a la FLNG.
- La instalación del sistema de amarre de la FLNG.
- Los servicios de soporte a la FLNG.
- La operación de la FLNG para la producción de GNL.
- La recepción y la carga de buques metaneros para exportación de GNL.

Así, los principales componentes del Proyecto FLNG GSM son:

- ❖ Instalaciones *on shore*:
  - Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
  - Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.
- ❖ Instalaciones *off shore*:
  - Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.

- Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[3] de profundidad.

❖ FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

El FLNG que se utilizará es el HILLI EPISEYO de la empresa GOLAR.

3.1 COMPONENTES ON SHORE

El gas natural será tomado desde el Gasoducto General San Martín (GGSM) a la salida de la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO) a una presión garantizada por TGS de 40 kg/cm²g, en cuya adyacencia se proyecta la ubicación de la Cabecera del gasoducto para resguardo de un puente de medición fiscal, analizador cromatográfico, RTU y una trampa lanzadora de scraper.

Se prevé la instalación de una Planta Compresora en la Cabecera del Gasoducto para abastecer de presión suficiente al sistema que alimenta el proceso de licuefacción (70 kgf/cm²), aunque dicha instalación no se encuentra comprendida dentro del alcance del presente Estudio de Impacto Ambiental.

Desde la Cabecera se transferirá el gas a las instalaciones en la costa mediante un gasoducto de 30" diámetro, una presión de diseño 80 kg/cm²g y una longitud aproximada de 14-15 km. Se considera un gasoducto enterrado, de acero al carbono, con recubrimiento tricapa y protección catódica.

El gasoducto se diseñará y construirá de acuerdo a los lineamientos de la norma NAG-100. En este sentido, siendo un gasoducto de Clase 1, tendrá una tapada mínima de 0,80 m. La pista del gasoducto se define por la Norma NAG-153 en función del diámetro del ducto (Ø30"), a saber:

Diámetro de la Cañería (en pulgadas)	Pista (en metros)			
	Área de Desechos	Zanja	Área de Trabajo	Máximo Ancho Permitido (A)
> 30"	3,60	1,40	11	16

En el otro extremo del tramo terrestre del gasoducto se instalarán facilidades para la operación tales como una trampa receptora scraper y válvulas de bloque de accionamiento remoto.

Los trabajos on shore del Proyecto FLNG GSM comprenden:

- La construcción y el montaje de la Cabecera del gasoducto y su vinculación con la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO).
- El tendido de un Gasoducto Terrestre de aproximadamente 14-15 km de extensión.
- El montaje de trampas de scraper y válvulas de bloqueo al inicio y el final del tramo terrestre del gasoducto.
- El montaje de la vinculación entre el tramo terrestre y el tramo submarino del Gasoducto (Tie-In).

[3] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 22

3.2 COMPONENTES OFF SHORE

El límite entre el tramo terrestre y el tramo submarino del gasoducto está determinado por un muerto de anclaje con una junta de aislamiento cercano a la orilla y una válvula de seccionamiento (Tie-In). En el otro extremo del tramo submarino se ubica un PLET (en inglés, *Pipeline End Termination*) que es un dispositivo que permite conectar o desconectar la tubería con otros componentes del sistema de manera segura.

El dispositivo de amarre SPM (por sus siglas en inglés *Single Point Mooring*) para el buque FLNG se denomina SSY (por sus siglas en inglés *Submerged Swivel and Yoke*). El dispositivo consta de una base de amarre piloteada con una torreta giratoria que sostiene un brazo de yoke. El brazo de yoke está conectado en 2 puntos a la proa de la FLNG mediante cadenas gemelas, que le otorgan al buque un grado de liberad entorno a un punto fijo en respuesta de las condiciones océano-climáticas. El sistema permite una rotación de 360° de la FLNG alrededor de la posición de la base. Además, este dispositivo permite el pasaje de gas natural del gasoducto submarino al buque mediante una conexión giratoria que vincula el PLET del ducto submarino con la brida de ingreso al buque mediante un *riser* o tubería flexible.

La FLNG que se utilizará es el HILLI EPISEYO de la empresa GOLAR, que estará fondeada a aproximadamente 4,5-7 km de la costa durante toda la vida útil del proyecto. Allí es donde se llevará a cabo el proceso de licuefacción, que implica el enfriamiento del gas natural (que a temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso) hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) (cuando pasa a estado líquido), para reducir su volumen y permitir así su almacenamiento y transporte a través de buques. El gas natural será abastecido a través de un gasoducto diseñado para un caudal operativo de 12 MMSCMD. La capacidad nominal de producción de la HILLI EPISEYO FLNG es de 2,4 millones de toneladas por año (MTPA).

El producto GNL (gas natural en estado líquido) se trasvasará desde la FLNG a buques metaneros (buques *carriers*) para su despacho, mediante una operación conocida como *ship to ship* (transferencia de carga entre buques).

El centro de soporte logístico del proyecto se instalará en el Puerto San Antonio Este, a partir de donde se abastecerá y dará asistencia a la FLNG y los buques metaneros.

Los trabajos off shore del Proyecto FLNG GSM comprenden:

- El tendido de un Gasoducto Submarino de aproximadamente 4,5-7 km de extensión.
- El montaje del dispositivo de amarre de la FLNG.
- La vinculación del dispositivo de amarre con la FLNG.

3.3 UNIDAD FLOTANTE DE LICUEFACCIÓN

La Unidad Flotante de Licuefacción (FLNG) es un buque que tiene la capacidad de recibir y enfriar gas natural (que a temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso) para pasarlo a su estado líquido mediante el uso de refrigerantes, permitiendo su almacenamiento y transporte mediante buques metaneros (*LNG carriers*). Este proceso se denomina *licuefacción*.

El buque FLNG del Proyecto FLNG en Golfo San Matías es el HILLI EPISEYO operado por GOLAR LNG desde el año 2018. Las características principales de este buque se indican en la Tabla 1.

Tabla 1. Características del buque FLNG.

Característica	Valor	Observaciones
Operador	Golar LNG	
Eslora	294 m	
Manga	63 m	
Calado	20 m	Profundidad mínima requerida para operación.
Sistemas de Amarre (Profundidades de aplicación)		
Soft Yoke System	15 a 50 m	
Single Point Mooring (SPM)	50 a 250 m	
Proceso de Licuefacción		
Proceso	4 trenes PRICO	Capacidad Nominal (individual): 0,5-0,7 MTPA
Capacidad Nominal	2,4 MTPA	MTPA: Millones de Toneladas Por Año (de LNG)
Volumen Almacenado	125.000 m3 de LNG	6 tanques
Requerimientos del gas de alimentación (Promedio)	10,477 MM STDm3/d	Gas natural
Requerimientos del gas de alimentación (Máximo)	11,327 MMSTm3/d	Gas natural
Presión de Ingreso (min-máx.)	50-70 barg	Mínima adoptada: 50 barg
Capacidad de Descarga	hasta 10.000 m3/hora de LNG	

(*) Según referencia [2] la altura significativa máxima es de 1,5 m.

El buque GOLAR HILLI EPISEYO utiliza el proceso de licuefacción PRICO® exclusivo de Black & Veatch. La licuefacción implica el enfriamiento del gas natural hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) para reducir el volumen de gas.

La producción nominal de GNL del buque GOLAR HILLI EPISEYO es de 2,4 MTPA (4 trenes PRICO® con capacidad de 0,5-0,7 MTPA) y su capacidad de almacenamiento es de 125.000 m^3 de GNL (6 tanques esféricos tipo Moss®).

Previo a la licuefacción, el gas de alimentación debe ser tratado para eliminar impurezas (dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, mercurio, agua e hidrocarburos más pesados) para proteger los componentes y el rendimiento del sistema.

El despacho del GNL se hace a buques metaneros (buques de casco doble diseñados para el transporte de GNL a bajas temperaturas). El buque metanero se coloca paralelo al buque FLNG (con ayuda de remolcadores), en una posición que se conoce como *buques abarloados*. La transferencia del GNL se hace por medio de 4 brazos rígidos, con sistema de *quick release* (liberación rápida) y sistema de retorno de gases, con una capacidad de carga de 10.000 m^3 por hora.

Para poder ubicar y distribuir todos los equipos del proceso de licuefacción, se ubicaron dos sponsons a ambos lados del buque con un francobordo más bajo que el casco principal, además de la adición de peso, y que se mantiene amarrado al fondo marino en una posición fija a través de un sistema de amarre SSY (por sus siglas en inglés, *Soft Yoke System*) que asegura su estabilidad y seguridad durante la operación bajo condiciones hidrometeorológicas normales y extremas. El sistema está montado en la parte delantera del buque, con pivote y elevador flexible. La parte integral de este sistema es la base de un pilote de anclaje triangular que se coloca en el fondo marino con un área total de 200 m^2. Este sistema de amarre permite una rotación del buque de 360°.

FOLIO N° 23

Desde tierra, el gas natural es transportado por un gasoducto submarino hasta un sistema de recepción PLEM (por sus siglas en inglés, *Pipeline end Manifold*) acoplado al sistema de amarre del buque FLNG. El ducto se conecta a un *riser* flexible que transporta el gas natural desde el fondo marino hasta el buque FLNG.

El buque FLNG incluye una serie de sistemas y procesos auxiliares para gestionar la producción, el almacenamiento y el despacho de GNL, así como para garantizar la seguridad operativa, la gestión de residuos, el tratamiento de aguas residuales y la generación de energía.

Asimismo, el buque FLNG está diseñado para acomodar al personal tanto en operaciones rutinarias como durante el mantenimiento mayor, con capacidad total para 118 personas.

Algunos aspectos del buque GOLAR HILLI EPISEYO en materia ambiental:

- Consumo interno de 11% de la energía total ingresada al sistema
- Sistema de gestión de residuos, con retiro de estos hacia continente.
- Sistema de recolección y tratamiento de efluentes cloacales, cumpliendo con los parámetros de vertido impuesto por la normativa internacional.
- Posee un *flare* (antorcha) para emergencias, el cual solo tendrá encendido el piloto durante la operación regular.
- Monitoreo de emisiones de dióxido de carbono (CO_2).
- Tiene una toma de agua de mar para enfriamiento, cumpliendo un diferencial de temperatura máximo de +2°C.

3.3.1 Proceso de Licuefacción

A continuación, se exhiben las principales características técnicas del proceso que aplica el buque GOLAR HILLI EPISEYO para la producción de GNL a partir de gas natural (GN).

Tabla 2. Datos del proceso de licuefacción del buque GOLAR HILLI EPISEYO.

Característica	Valor	Observaciones
Capacidad nominal	2,4 MTPA	Millones de toneladas por año
Volumen almacenado	125.000 m^3 de LNG	En 6 (seis) tanques tipo MOOS
Requerimientos del GN de alimentación	Hasta 10,48 x10^6 Sm^3/día	Promedio (370 mmscfd)
	Hasta 11,33 x10^6 Sm3/día	Máximo (400 mmscfd)
Sistema de Licuefacción	4 trenes	Proceso PRICO de Black & Veatch
Descarga de LNG	Hasta 10.000 m^3/hora	Equivalentes a aprox. a 6 x10^6 m^3/hora de GN
Presión de ingreso al proceso	50 Barg	Mínima indicada por SOUTHERN ENERGY (si bien el proceso podría operar hasta un mínimo de 30 barg)
	70 barg	Máxima según rating de presión de ingreso a FLNG

En líneas generales, el proceso de licuefacción consta de varias etapas. Inicialmente se lleva a cabo distintos tratamientos para la purificación del gas de alimentación. Luego, tiene lugar la licuefacción propiamente dicha, que implica el enfriamiento del gas natural hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) para reducir su volumen.

Tabla 3. Condiciones de diseño y operación del buque FLNG para el proceso de licuefacción

	Condiciones de Diseño	Condiciones Operativas en GSM
Caudal gas de alimentación	305-370 MMSCFD	12 MMSCMD
Presión gas de alimentación	30 y 70 barg	65 kg/cm²g
Temperatura ambiental	10 - 35°C	40°C
Capacidad de producción nominal	2,11 – 2,75 MTPA	2,51 MTPA

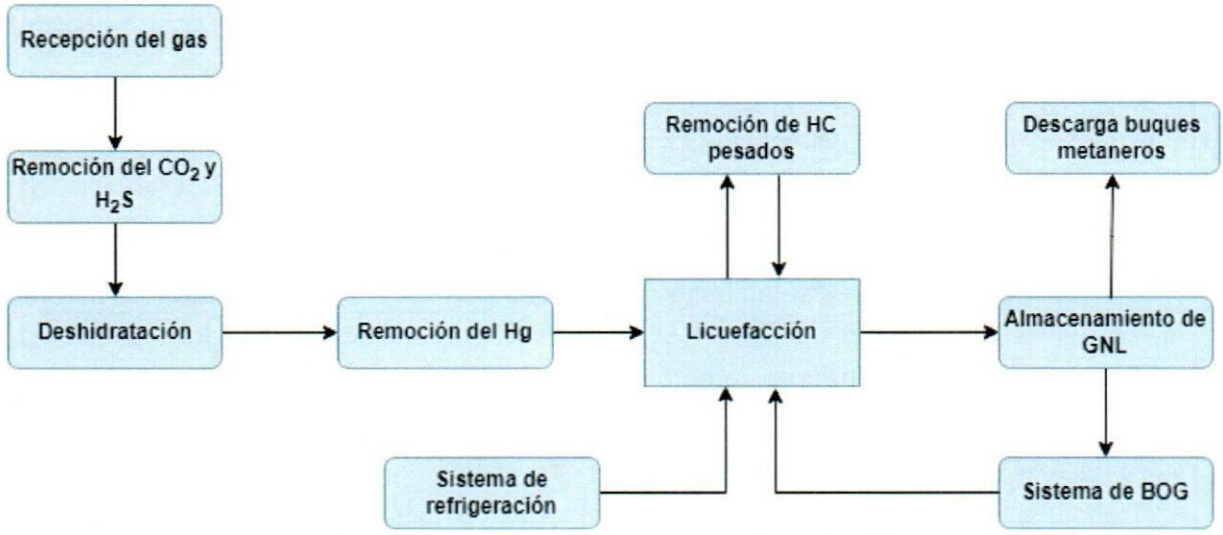


Figura 3. Esquema del proceso de licuefacción.

3.3.2 Aspectos Operativos

Generación de Energía y Consumo Energético

El buque HILLI EPISEYO FLNG tiene capacidad de generación de energía para satisfacer las demandas de carga de proceso y servicios auxiliares:

- Traslado del buque
- Operación de la FLNG
- Parada para realizar tareas de mantenimiento

Dispone de equipamiento eléctrico esencial, para condiciones normales de operación y de emergencia.

El servicio esencial opera a 440 V y debe garantizar el funcionamiento básico de las instalaciones productivas y las áreas de vivienda de la tripulación.

También, el buque cuenta con una turbina de vapor que alimenta a un generador de 2,5 MVA. Este se usa solo durante el viaje hasta el sitio de instalación, y como respaldo si uno de los ESDG no está disponible debido a mantenimiento.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
24
FOLIO N°

Por otro lado, el servicio normal es aquel que facilita la operación regular de la unidad FLNG. Se compone de:

- 2 generadores de turbina de valor (STG) de 37,5 MVA cada uno
- 2 generadores de gas Rolls-Royce (11,25 MVA c/u), estos últimos se encuentran en la proa debajo del puente principal.
- 1 generador de expansión de LNG de 740 KW

Por último, el servicio de emergencia opera a 440 V y es alimentado por un generador diésel de 2.5 MVA (utilizado únicamente para este fin).

Insumos principales

El suministro de combustibles para la embarcación se encuentra en el sponson de estribor en el extremo delantero del sector donde se descarga el LNG. Se cuenta con sistemas que abastecen de diésel, fueloil pesado (HFO) y aceite lubricante.

- **Diésel.** Se utiliza para los generadores de energía (esenciales y de emergencia), los motores de las bombas de incendio y como combustible de respaldo para las calderas. Su uso será circunstancial.

- **Marine Diesel Oil (MDO) o Diésel Marino.** El consumo de (MDO) podrá suceder en: generadores de energía de emergencia y esenciales, generadores de energía principal de combustible dual y las bombas de agua contra incendios. Se espera que el consumo de MDO sea muy bajo, ya que se utilizará únicamente durante las pruebas de rutina de los equipos y emergencias. No se utiliza durante la operación normal.

- **Heavy Fuel Oil (HFO) o Fuel Oil Pesado.** El HFO sólo se utiliza en las calderas del barco por el sistema de propulsión para su traslado hasta el punto de anclaje. Los tanques son de doble fondo y estarán vacíos durante la vida útil del proyecto.

- **Gas Combustible.** Proviene de dos fuentes principales: el fraccionamiento de líquidos pesados durante la licuefacción y del gas de regeneración comprimido luego de sistema de pre-tratamiento de gases. Alimenta a las turbinas de gas de los compresores de los trenes refrigerantes (luego de sobrecalentarse), a los generadores de gas, las calderas y antorchas.

- **Aceite.** El aceite lubricante se utiliza para reducir la fricción entre partes móviles, en este caso se abastece para su uso en los generadores de las turbinas de vapor.

- **Nitrógeno.** Por un lado, se lo utiliza como componente de la mezcla de refrigerante (99.9% puro). Además, se emplea para el purgado y la inertización de equipos (97 % puro). Se proporcionará mediante una planta que comprende dos generadores de nitrógeno con tecnología de membrana.

- **Aire Comprimido.** El aire deberá ser filtrado, seco y libre de aceite para uso continuo. Se cuenta con dos sistemas diferenciados para suministro de planta de licuefacción (Aire de Planta) y otro para equipos fuera de esta (Aire Instrumental).

- **Refrigerantes.** Se utilizan como refrigerantes para el proceso de licuefacción: nitrógeno, metano, propano, etileno, propano e isopentano. El abastecimiento de etileno, propano e isopentano se realiza mediante el suministro de isotanques; el nitrógeno (con pureza del 99,9%) es proporcionado por el sistema de generación de nitrógeno a bordo; y el metano se obtiene del gas tratado después de la deshidratación, o del BOG.

- **Aminas.** El abastecimiento de amina se realiza mediante isotanques que se cargan desde el punto de acceso al buque y luego se transfiere hasta los tanques de almacenamiento permanente.

Provisión y consumo de agua de mar

Se requerirá agua de mar tanto para el enfriamiento de distintos procesos como para la producción de agua dulce para abastecer, por ejemplo, los sistemas contra incendios, entre otros procesos.

El agua cruda será tratada para eliminar sólidos y prevenir el crecimiento de organismos marinos, y así evitar la obstrucción del sistema y la corrosión.

Los Sistemas de Enfriamiento son sistema abiertos e independientes (el agua no toma contacto con otros fluidos o equipos) que utilizan agua de mar. Este sistema consta de una serie de cámaras situadas en la parte inferior del casco del buque, desde donde se toma el agua utilizando una serie de bombas. Se asume que toda el agua utilizada en los Sistemas de Enfriamiento será descargada posteriormente, libre de hidrocarburos, a una temperatura superior a la inicial debido al intercambio térmico.

La demanda total de agua de mar de la FLNG para enfriamiento se calcula en aproximadamente 53.000 m^3/h durante las operaciones normales, que es el mismo caudal de descarga.

Por otro lado, se tienen 3 bombas de alimentación de agua de mar adicionales para abastecer a las plantas de ósmosis inversa, donde el agua será tratada para producir agua dulce.

El sistema para cubrir las necesidades de agua dulce consiste en 3 unidades de ósmosis inversa, con una con una capacidad 120 t/d cada una (5 m3/h), ubicadas en el sponson de babor. Además, la FLNG está equipado con 2 evaporadores de 55 t/día, que funcionan como respaldo, en la sala de máquinas de la popa.

Operan en simultáneo 2 plantas de ósmosis inversa para satisfacer la demanda de agua dulce y desmineralizada. El agua dulce se destina a consumo de la tribulación y para procesos u otros propósitos generales, como el lavado de cubierta o sistema de incendios.

Además, se requiere agua desmineralizada con mayor grado de pureza para la unidad de aminas y sistemas de vapor.

Generación y tratamiento de efluentes

- **Agua de enfriamiento**

El agua de enfriamiento utilizada en el proceso de licuefacción se descargará al mar desde el lado de babor del buque a través de cuatro tuberías de descarga dispuestas en pares entre los bastidores del barco, apuntando horizontalmente y en ángulo recto hacia la línea central del barco. La diferencia de temperatura de diseño entre el punto de entrada y el punto de descarga es de 7°C. No obstante, en operaciones normales con cuatro trenes de producción de LNG y ocho bombas de agua de mar que entregan 38.000 m_3/h, se espera que el aumento real de temperatura sea de aproximadamente 5°C.

Por otro lado, se consumen un caudal variable de 3.500 m3/h para el enfriamiento directo con agua de mar de los condensadores de las turbinas de vapor. Se disponen de dos salidas laterales desde el lado de estribor del buque. Para operaciones normales, se estima que el aumento de temperatura no supere los 3°C.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
25
FOLIO N°

El sistema de enfriamiento del condensador principal tiene una demanda variable de 8.500 m3/h. El agua se descarga por el lado estribor por dos conductos horizontales.

Se descargan 2.000 m3/h de agua dulce utilizada en la refrigeración de los motores de los generadores de gas y eléctricos ubicados en la sala de máquinas de la proa. La salida es horizontal en el bastidor del buque. El diseño operativo es con una diferencia de 7°C superior respecto al valor de captación.

Por último, se descargan 1.000 m3/h de los sistemas centrales de enfriamiento de agua dulce de las salas de máquinas de babor y estribor de los sponsors. Se tienen dos conductos de salida horizontales, si bien no será mezclada con otras sustancias contaminantes, esta descarga tendrá una temperatura más elevada que la original, estimada en un máximo ΔT de 7°C respecto a la temperatura a la cual se capta el agua.

Además, debido a la desinfección, se realizará una electrólisis para la producción de cloro, el cual se origina en las moléculas de sal del agua oceánica. Este compuesto estará presente en el agua de vertido junto con subproductos como el hipoclorito, aunque se considera que estos no determinan una afectación del agua marina ni sus ecosistemas, teniendo en cuenta que se disocian rápidamente al entrar en contacto con el agua de mar.

Aguas residuales

Son los efluentes generados por el uso de las dependencias sanitarias por parte de la tripulación. Se dirigirán a la Planta de Tratamiento para el ajuste de parámetros previo a su vuelco. En este sentido, se dará cumplimiento a los requisitos de MARPOL especificados por la Resolución MEPC 227(64) de la Organización Marítima Internacional para el Anexo IV de MARPOL de la Convención Internacional para la Prevención de la Contaminación por los Buques. No obstante, la descarga al mar del agua tratada deberá cumplir los requerimientos particulares que pueda definir la PNA para el Golfo San Matías.

El volumen de aguas residual generado en la FLNG variará según el número de personas a bordo y típicamente puede oscilar entre 10 m³/día durante las operaciones normales y 30 m³/día durante eventos de mantenimiento.

Agua de sentina

El agua de sentina (o agua oleosa) es aquella que contiene trazas de aceites y fluidos procedentes de las distintas áreas de máquinas del buque.

La FLNG está equipada con un Sistema de Separación de Aceites a fines de cumplir con el límite de descarga al mar para el agua de sentina que debe tener un contenido de aceite inferior a 15 mg/l (Edición Consolidada de MARPOL 2011; MARPOL, 2011).

El aceite residual se dirige a un tanque de aceite usado que es luego llevado a tierra para su tratamiento y disposición final.

El agua ya tratada, que cumple con las especificaciones de calidad, podrá ser descarga al mar. No obstante, esta descarga deberá cumplir los requerimientos particulares que pueda definir la PNA para el Golfo San Matías.

Drenajes

Los drenajes consisten principalmente en agua de lavado o agua de escorrentía de lluvia.

El drenaje de las áreas que pueda aportar pequeñas cantidades de aceite se dirigirá a un sumidero, para ser luego enviado al Sistema de Separación de Aceites. Estas áreas estarán delimitadas para garantizar que el agua de drenaje fluya hacia el sumidero en lugar de directamente al agua.

Las áreas de la cubierta donde se manipula GNL no estarán delimitadas. Aquí, el agua de drenaje de la cubierta se dirigirá inmediatamente al mar como medida de seguridad del diseño.

Descarte de agua con alta concentración de sales del proceso de ósmosis inversa

Las dos plantas de desalinización operativas en el buque generarán un caudal de vuelco de 7 lt/s. Se espera que el agua descargada tenga una salinidad de alrededor de 60 ppt (partes por mil).

El agua tratada se descargará al mar por debajo de la línea de flotación, lejos y corriente abajo de las tomas de agua. La descarga debe realizarse lejos de la costa y en cumplimiento con las especificaciones de MARPOL y los requerimientos particulares que pueda definir la PNA para el Golfo San Matías.

Fluido de prueba hidrostática

Se genera un descarte de agua dulce en la prueba hidrostática (la cual se ejecutará después de la instalación de la pieza de empalme que conecta el oleoducto submarino desde el PLEM hasta el riser en el Sistema SSY). Se estima que el volumen de fluido por descartar será reducido y no contendría sustancias aceitosas ni productos químicos, no obstante, se conducirá al separador de líquidos aceitosos.

Agua de lastre

El buque FLNG está equipado con un sistema de lastre que permite una gestión satisfactoria de la carga, el calado y el trimado en todas las condiciones operativas y meteo-oceánicas, incluyendo el transporte del buque a su ubicación operativa (remolque marítimo), instalación, mantenimiento en alta mar y otras condiciones operativas.

Durante el viaje desde su lugar de origen hasta su lugar de destino, el agua de lastre se intercambiará en alta mar de acuerdo con la Convención de Agua de Lastre de la OMI. De esta manera, no se transportarán organismos/especies marinas potencialmente invasivas desde el puerto de salida para su liberación en el puerto de destino. Esta salvaguardia ambiental es un requisito para todas las embarcaciones involucradas en el comercio internacional.

En el sitio de amarre de la FLNG, el agua de mar de lastre que se tome en el barco se obtendrá localmente durante la descarga de GNL a los buques metaneros; esta misma agua de mar será bombeada nuevamente cuando el buque FLNG se haga más pesado con el llenado de sus tanques de almacenamiento durante el proceso de producción de GNL.

Generación de residuos

Residuos de aceite recolectados del sistema de separación de aguas aceitosas. Se almacenará en un tanque hasta su posterior tratamiento en tierra.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE LIMÁTICO
26
FOLIO N°

- **Residuos asimilables a domiciliarios**

Son aquellos generados por la tripulación en comedores y sitios de esparcimiento. Se encuentran contenedores diferenciados para la clasificación y separación de residuos.

- **Residuos industriales no peligrosos**

Se incluye chatarra metálica, embalajes, madera, cartón, papel y envases vacíos. Dichos residuos se separan en contenedores diferenciados según su potencial de recuperabilidad y reciclabilidad. Cada contenedor tendrá una identificación propia para su transporte a tierra.

Se contratará a una empresa autorizada para el tratamiento de residuos o envío a disposición final. Se gestionarán todos los permisos para la correcta gestión de estos residuos.

- **Residuos peligrosos**

Se generará residuos peligrosos como resultado de algunos procesos durante las distintas etapas del proyecto.

Los residuos peligrosos generales pueden incluir:

- Solventes recuperados
- Restos de productos químicos; pinturas y latas de pintura
- Residuos biológicos de instalaciones médicas
- Materiales contaminados con aceite (por ejemplo, absorbentes, filtros, trapos)
- Cartuchos de filtro reemplazados (filtros de polvo de mercurio), pueden contener trazas de mercurio; sin embargo, dado que el gas de alimentación real no contiene mercurio, no se espera residuo de mercurio).

Los residuos peligrosos generales se almacenarán en contenedores diferenciados y correctamente identificados antes de ser transferidos a tierra firme. Los residuos peligrosos se manejarán y almacenarán diferenciadamente de acuerdo con las fichas de seguridad de las sustancias químicas involucradas. Para su disposición en tierra se dará cumplimiento a la Ley N° 3250 que regula los residuos especiales en la provincia de Río Negro. Se completará el manifiesto para garantizar la trazabilidad desde su origen hasta destino final. Una vez en tierra, se contratará a una empresa habilitada como operadora de residuos peligrosos para la gestión y disposición final de estos residuos.

Emisiones Gaseosas

Se generarán emisiones por la combustión de gas y diésel marino (MDO) durante las etapas de instalación, operación y desmantelamiento de la unidad FLNG considerando también la operación de los remolcadores y buques de apoyo que asisten estas actividades.

Durante la operación de la unidad FLNG la principal contribución de emisiones será la combustión de gas en los equipos de generación de energía y los motores de los compresores, que generan energía eléctrica y mecánica en las facilidades de la unidad FLNG. La quema durante el venting también es una fuente de emisiones, aunque es un evento de corta duración.

La combustión regular de GNL en los motores y de diésel marino (en condiciones operativas no normales o de emergencia) resultarán en emisiones de partículas, óxidos de nitrógeno (NOX) y dióxido de azufre (SO2), así como en gases de efecto invernadero, específicamente dióxido de carbono (CO2) y metano (CH4). También se emiten COVs.

Los contaminantes emitidos en la combustión de GNL para generar energía incluyen principalmente NO2, NO y CO. Por otro lado, la combustión de MDO incluye SO2, NOx, CO, Benceno y partículas (PM10 y PM2.5). La quema de ambos combustibles genera CO2 y CH4.

3.4 ETAPA CONSTRUCTIVA

Cronograma de Obras

La construcción del Proyecto FLNG GSM en su conjunto está prevista en el término de 22 meses.

Una vez finalizadas las obras, se movilizará el buque GOLAR HILLI EPISEYO desde su actual ubicación hasta el Golfo San Matías.

Obradores y Depósitos Temporales

Los obradores se instalarán para la planificación de actividades, acopio de materiales, resguardo de vehículos y maquinarias, montaje de instalaciones y sistemas, tareas de mantenimiento, suministro de combustible y demás operaciones de apoyo a la etapa constructiva.

Se instalarán oficinas para diversas actividades administrativas y técnicas. Además, se prevé un comedor para el personal. Se instalarán baños químicos en cantidad suficiente y distribuidos según los sectores y frentes de trabajo.

También, se construirá un depósito adecuado para la disposición de materiales peligrosos o especiales con acceso restringido y que estará protegido de las condiciones climáticas. El depósito de combustibles deberá disponer de material absorbente para derrames de hidrocarburos.

Se prevé disponer de un obrador en el predio donde se construirá la Cabecera del Gasoducto y otro en el predio costero, próximo al punto del Tie-In.

La provisión de materiales será por medio de camiones que utilizarán los caminos internos existentes.

Mano de Obra

Se estima que aproximadamente 280 personas se emplearán para la ejecución de los trabajos tanto on-shore como off-shore.

Cabecera del Gasoducto

Las Obras civiles se diseñarán y ejecutarán de acuerdo a los requerimientos del Código NAG y de los Reglamentos CIRSOC.

En la cabecera se dispondrá de un espacio para facilitar las operaciones esporádicas de control y mantenimiento compuestas por un local de oficina y sala de control, una sala de refrigerio con cocina y sanitarios (con cámara séptica). Todo equipado para dos personas.

Podría ser una construcción de mampostería, aunque también podría adoptarse en contenedor adaptado u otro tipo de construcción que defina la etapa IBE. Los servicios provendrán de la PC SAO de TGS (agua, gas, electricidad) y estará perfectamente acondicionada en cuanto a iluminación, aire acondicionado y calefacción, etc.

FOLIO N° 27

Tramo Terrestre del Gasoducto

En una primera instancia, el tendido del ducto implicará la apertura de una pista de servicio de 16 m. Es una porción de terreno longitudinal que envuelve la traza del gasoducto, incluyendo la franja de excavación donde se enterrará el caño, un sector de operación segura de equipos y maquinaria. Para ello, será necesario limpiar y desmalezar el área. También, se acondicionará como calle de servicio la vía transitada por maquinaria y vehículos. Se puede requerir un ancho de pista adicional en ciertos sectores para el depósito temporal de materiales o suelo removido. No está previsto que el trazo del gasoducto se extienda por más de un propietario, por lo que no será necesario retirar alambrado ni construir tranqueras provisorias.

Posteriormente se procede con la excavación y zanjeo donde se ensamblarán las cañerías que componen el gasoducto. Los estudios de suelo brindarán información sobre las características de suelo a fines de seleccionar las tecnologías de excavación más adecuadas. El ancho y profundidad mínima de la zanja serán definidos en la ingeniería de detalle y deberán cumplir con lo dispuesto por la norma NAG-153.

Se extremarán todos los cuidados en aquellas zonas donde existen interferencias como el cruce con la Camino de los Pulperos, vías de comunicación o cursos de agua. Durante la apertura de la zanja se dejarán pasos para que circulen los animales.

La preparación del terreno implica acciones de retiro de cobertura vegetal y suelo, excavaciones, rellenos, compactaciones y nivelaciones de terreno. En lo posible, se utilizará el suelo extraído en marco de estas actividades para relleno y tapada, pudiendo ser necesario incorporar suelo externo por sus características constructivas.

Durante la etapa de desfile de tuberías en la pista, estas se apoyarán alineadas a lo largo de la traza, respetando cierta distancia con el borde de la zanja para evitar obstrucciones con el entorno.

Se realizará el curvado del ducto para acompañar la dirección de la traza y que este también se ajuste al perfil de fondo de la zanja.

La etapa de soldadura consiste en la aplicación de calor para la fusión de los extremos de dos cañerías, incluye la alineación, corte, biselado, precalentamiento y soldadura según las especificaciones técnicas del material de la cañería.

Las juntas de tubería se recubren para evitar el contacto con el medio circundante y así protegerla de la corrosión exterior y sellar posibles fugas. El sistema de protección catódica previene la corrosión de componentes metálicos. El recubrimiento externo se hace con membranas termocontraíbles.

Para bajar las tuberías se utilizan grúas con fajas para una descarga cuidadosa. Toda línea deberá ser instalada de manera de adaptarse a la zanja y de reducir al mínimo las tensiones y proteger el revestimiento de posibles deterioros.

Finalizada la etapa de bajada de tuberías, se procede a tapar la zanja. Se utilizará preferentemente suelo extraído durante en zanjeo, aunque también puede requerirse material de relleno externo.

Las pruebas hidrostáticas de los tramos de la tubería permiten probar su hermeticidad y resistencia. Las válvulas de bloqueo y las trampas scraper se prueban aparte. Estos ensayos se realizan siguiendo procedimientos específicos, que deberán ser aprobados, y conforme a lo dispuesto en la norma NAG-124.

Antes de iniciar la prueba, se pasan varios scrapers para limpiar el interior de la cañería de agua, tierra, óxidos y demás elementos que pueden afectar el funcionamiento del gasoducto.

Por último, el gasoducto deberá ser protegido catódicamente y en la zanja instaladas protecciones frente a la erosión como bermas.

El acondicionamiento del terreno tendrá como objetivo restaurar las condiciones iniciales antes de dar comienzo al proyecto. Se nivelará la zanja y buscará mantener el perfil topográfico original para alterar en menor grado el escurrimiento del agua en la zona. Se promoverá la revegetación del área afectada. Se eliminarán de la pista de paso todo residuo y materiales remanentes y las instalaciones temporales. La calzada y el gasoducto deberán estar señalizados.

Tramo Submarino del Gasoducto

Respecto al tendido de ductos submarinos, reviste especial importancia la zona en el que el ducto pasa de la costa al agua o viceversa (Aproximación Costera).

Se contemplan diversas alternativas de Aproximación Costera como Pull Out, Pull In, Perforación Dirigida Horizontal, Tunneling, Direct Pipe.

El ducto submarino debe ser estabilizado y/o enterrado, dependiendo de las regulaciones locales o las condiciones de diseño. Por lo general, se requiere estabilización hasta el punto de rotura de la ola para el evento de tormenta de 100 años, para garantizar que el gasoducto permanezca en su lugar.

Para este proyecto se prevé la apertura de una trinchera hasta donde finaliza la zona de restinga mediante retroexcavadora desde la costa (Pre-trinchera). El resto de la zanja se realizará con una maquina post-trenching (Jetting) que se colocará sobre la tubería y acompañará el tendido de ésta en simultaneo (Post-trinchera).

Para el tendido del ducto se consideraron dos secciones:

- La aproximación costera, donde la tubería es traccionada con un malacate, ya sea desde la playa (*pull in*) o desde una plataforma flotante (barcaza de tendido o pontón) que se posiciona lo más cerca posible de la costa (*pull out*).

- El tendido de tubería submarina, donde la tubería se instala utilizando una barcaza de tendido SWLB (*Shallow Water Lay Barge*). Para estas profundidades, la barcaza de tendido utilizara el método S-Lay con una estructura de salida en la proa que se denomina *stinger*.

Aproximación costera

Para este proyecto se consideró que la opción más segura es utilizar una barcaza de tendido típica (con calado de trabajo de 2,5 m), que se posicione en el punto de quiebre de ola de 10 años de recurrencia (1200 m de la costa). Esta barcaza de tendido (de fondo plano) puede acercarse todavía más a la costa aprovechando las mareas y quedando en seco en bajamar.

La metodología de instalación adoptada comprende un *pull in*, con el malacate en la costa, y la fabricación de tubería en la barcaza de tendido. La barcaza se coloca sobre sus anclas en línea y a popa con la alineación deseada de la tubería, tan cerca de la costa como lo permitan sus condiciones de calado y marea (en este caso se asume 1200 metros).

El tiro del gasoducto comenzará una vez se conecte el cable de tiro con la cabeza de tiro sobre la línea de fabricación de la barcaza. La longitud total del cable se desenrollará y se colocará en la playa.

FOLIO N° 28

Se instalará un malacate de tiro lineal de 400 toneladas en tierra y se anclará a un muerto de anclaje. Una línea mensajera, compuesta de cuerda de polipropileno, se extiende desde la playa hasta la barcaza utilizando una *zodiac*, un bote de trabajo y un remolcador, y luego el cable del malacate se tira de la barcaza y se conecta a un cabezal de tiro soldado a la tubería. El método de aparejo preferido es un solo cable desde el cabezal de tracción de la tubería en la barcaza directamente hasta el malacate, lo que garantiza un tirón simple y continuo de principio a fin.

La soldadura de la tubería comenzará a bordo de la barcaza de tendido. Un extremo de un cable de acero está unido a un cabezal de tracción al comienzo de la línea de producción, el otro extremo está montado en el malacate de tracción lineal colocado en tierra. A medida que se sueldan las uniones de las tuberías, el malacate tira de la tubería de la barcaza, que permanece estacionaria durante el tiro de la misma. Cuando el cabezal de arrastre llega a la orilla, el proceso se invierte: el oleoducto permanece estático mientras la barcaza de tendido se aleja, instalando la tubería a medida que avanza.

Tendido S-Lay

Se utilizará un cabezal de A&R al final del alcance del trabajo de S-Lay. El cabezal de A&R se soldará a las líneas de amarre y se utilizará para bajar la tubería al lecho marino. Además, se instalará con abandono y recuperación. La cabeza de abandono se transforma en un cabezal de tiro para las operaciones de *pull-in* y *pull-out*, y también puede ser reemplazado por la estructura de terminación si el tendido se hace en línea o se abandona del SSY desde la proa de la barcaza. Otra posibilidad es abandonar la línea con el cabezal de abandono y recuperarla por izamiento a un lado de la barcaza y realizar la unión soldada para luego abandonar a la estructura de terminación en el lecho marino.

Dispositivo de Amarre SPM

La instalación del dispositivo de amarre SPM (*Single Point Mooring*) SSY (*Submerged Swivel and Yoke*) será apoyada por al menos un remolcador y constará de una serie de etapas:

- Inspección del sitio e instalación de defensas. La inspección del sitio puede determinar la necesidad de limpiar el fondo marino e instalar sistemas de protección del fondo marino y/o frente a colisiones con otras embarcaciones (defensas).
- Instalación de la base de amarre.
- Hincado y cementado: los tres pilotes se hincan en el fondo marino y se rellena con material adecuado para asegurar su estabilidad y capacidad de carga.
- Instalación de la torreta giratoria y el brazo de yoke, que conecta la base de amarre con la FLNG.
- Instalación del umbilical de control.
- Instalación del riser que permite la transferencia del gas desde el ducto submarino hasta la FLNG.
- Despliegue de las cadenas de amarre.

Para la instalación y conexión del dispositivo de amarre SSY se requiere la instalación de pilotes, el relleno de cemento y trabajos de buceo.

Se realizan pruebas previas a la puesta en marcha para verificar la integridad del sistema de amarre. Además, se realizan las correspondientes pruebas para la detección de fugas de la línea de alimentación de gas natural. Por último, previo al paso de gas, se purga la línea con nitrógeno.

3.5 ETAPA OPERATIVA

La vida útil definida para el Proyecto FLNG GSM es de 20 años, durante los cuales la GOLAR HILLI EPISEYO FLNG (unidad flotante de licuefacción de la firma GOLAR) se encontrará anclada en el Golfo San Matías, produciendo GNL a partir del gas natural (proceso de licuefacción). El gas natural será abastecido a través de un gasoducto dedicado conformando por un tramo terrestre y un tramo submarino. El gasoducto está diseñado para un caudal operativo de 12 MMSCMD.

Mantenimiento de las Instalaciones On Shore

El ducto permitirá el transporte de gas entre la Planta Compresora San Antonio Oeste (TGS) y el buque FLNG. Paralela a la traza terrestre se construirá una servidumbre de 15 m de ancho a fines de garantizar un acceso adecuado para el mantenimiento y las operaciones de inspección del ducto, las trampas scraper, las estaciones de venteo, válvulas y juntas, así como una zona de seguridad alrededor de la tubería.

El funcionamiento de la cabecera en épocas operacionales de la planta FLNG requerirá el control esporádico del sistema de medición y del cromatógrafo; así como del sistema de separación y filtrado del gas natural recibido de TGS.

Las etapas de operación y monitoreo se realizarán en conformidad con la norma NAG-100. Se debe aplicar lo establecido por el Manual de Procedimientos Ambientales y el Plan de Gestión Ambiental correspondiente.

Soporte Logístico de la FLNG

El centro de soporte logístico del proyecto se instalará en el Puerto San Antonio Este. Esta ubicación responde a que éste será el puerto logístico del proyecto, desde donde se abastecerá y dará asistencia a la FLNG y los buques metaneros.

Esto incluye las actividades de transporte y transferencia de suministros y personal. También, se descargarán los residuos y efluentes generados abordo para darle un tratamiento acorde según lo indica la normativa.

Respecto al despacho de GNL, se deberá dar autorización a los buques metaneros y remolcadores que ingresen al área de exclusión de la FLNG, así como monitorear la operación de descarga. Además, se brindará asistencia y coordinación ante eventuales contingencias o situaciones de emergencia.

Desde esta base también se encomendarán las tareas de mantenimiento y monitoreo de las instalaciones on-shore.

El centro logístico utilizará los servicios del puerto para la gestión de residuos, efluentes y abastecimiento energético.

Personal

El funcionamiento del Centro de Soporte Logístico del proyecto requerirá el control continuo de las operaciones y la coordinación entre TGS y la FLNG. Para ello, se deberían organizar turnos según un formato tipo *Roster*.

FOLIO N° 29

El personal del Centro de Soporte Logístico durante los periodos operativos de la FLNG se conformará por:

- Representante Técnico.
- Operadores del despacho
- Oficial Mecánico
- Oficial Electricidad/Instrumentación
- Asistente de Administrativo
- Asistente de Limpieza y Logística Domestica:
- Vigiladores

En épocas de suspensión de las operaciones de licuefacción, el personal presente en el Centro de Soporte Logístico se reducirá adecuadamente.

3.6 CIERRE Y ABANDONO

Al final del contrato entre SOUTHERN ENERGY y GOLAR, el buque FLNG se desconectará del sistema de amarre SSY, e interrumpirá y desmantelará su actividad de acuerdo con las mejores prácticas ambientales y la legislación vigente en ese momento. El alcance del proceso de cierre será acordado entre las partes intervinientes y las autoridades sectoriales y jurisdicciones provinciales antes de iniciar dicha etapa.

El cierre de las instalaciones on shore se realizará conforme a la norma NAG-153 punto 4.6 donde se establecen los lineamientos y procedimientos para el Plan de Abandono o Retiro.

4. DEFINICIÓN DE ÁREAS DE INFLUENCIA

En una primera instancia, se definió un **Área de Estudio** donde se focalizaron los estudios de línea de base teniendo en cuenta la ubicación de todos los componentes del proyecto, on shore y off shore.

Posteriormente, se definieron las **Áreas de Influencia** del proyecto. Se denomina Área de Influencia (AI) de un proyecto a la zona sobre la que será posible medir impactos derivados de las acciones que proponga el mismo. Según sea el tipo de impacto, directo o indirecto, el área podrá ser de influencia directa (AID) o indirecta (AII).

Dado que la manifestación de los impactos ambientales de una actividad, obra o proyecto puede variar de un componente a otro, resulta factible que, en el proceso de identificación y delimitación del área de influencia de dicho proyecto, se establezcan áreas de influencia por componente, grupo de componentes o medio, que luego se adicionan para definir el área de influencia del proyecto.

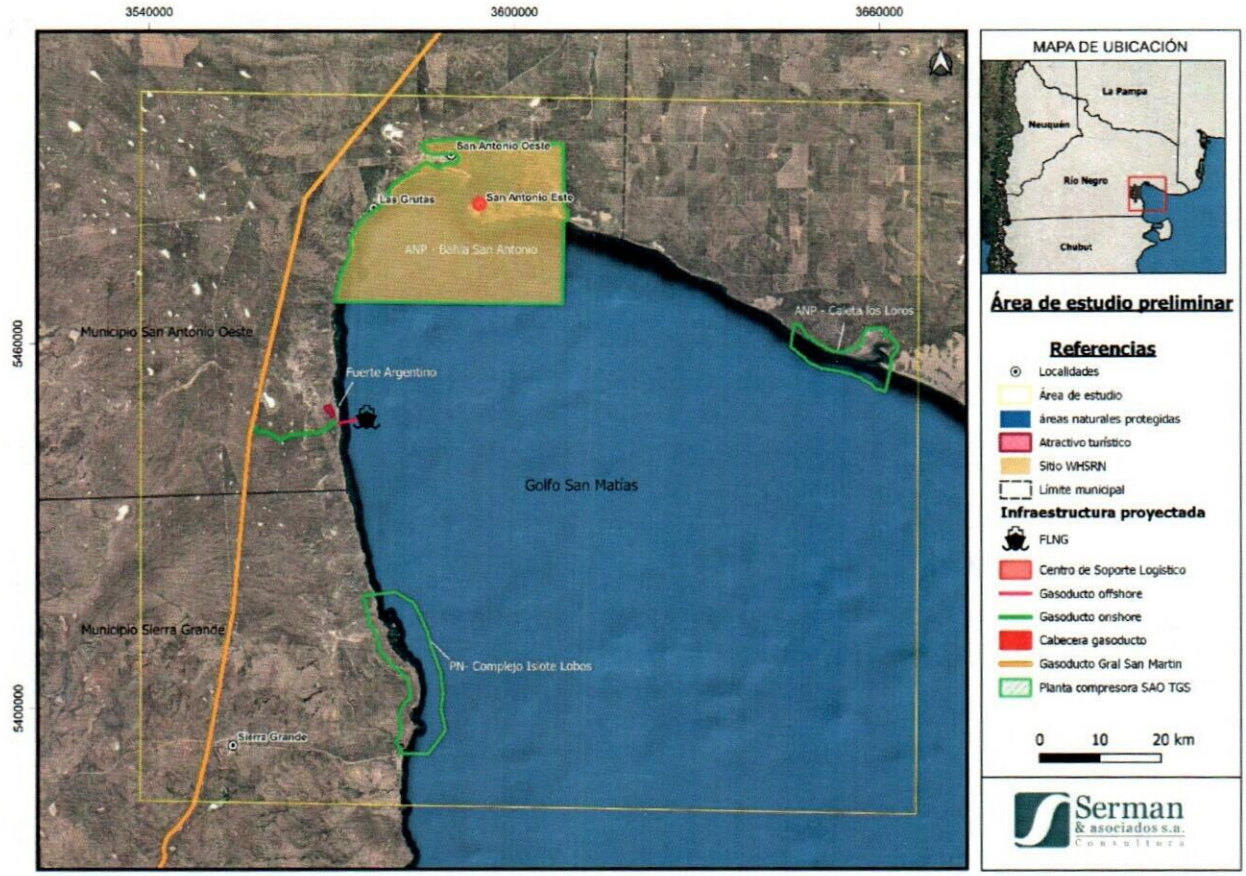


Figura 4. Proyecto FLNG GSM. Área de Estudio (AE) definida para los estudios de línea de base.

4.1 ÁREAS DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE NATURAL

El **Área de Influencia Natural Directa (AIND)** es la escala territorial natural donde se podrían generar las afectaciones directas de las obras y acciones propuestas sobre los factores físicos y bióticos del ambiente.

Para la delimitación del área de influencia directa del componente natural se utiliza los lineamientos establecidos por la Norma NAG-153 para la definir el Área de Influencia Directa de proyectos de gasoductos y se consideran los resultados de las modelaciones y estudios especiales que se llevaron a cabo en el marco del presente estudio para la valoración de los potenciales impactos directos sobre factores físicos y bióticos.

Así, en el ámbito terrestre, más allá del AID definida por la Norma NAG-153 para el gasoducto, se recurrió a los resultados del estudio de propagación acústica aérea del ruido generado durante las tareas constructivas del gasoducto y la Cabecera, considerando la potencial afectación fisiológica de los animales.

En el ámbito costero-marino, más allá del AID definida por la Norma NAG-153 para el gasoducto, se recurrió a los resultados de la modelación de la propagación submarina del ruido generado por los buques en movimiento (potencial afectación fisiológica de los organismos marinos producto de la contaminación sonora); y los resultados de la modelación de la descarga de la pluma térmica desde el buque FLNG (potencial afectación sobre la calidad del agua).

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
30
FOLIO N°

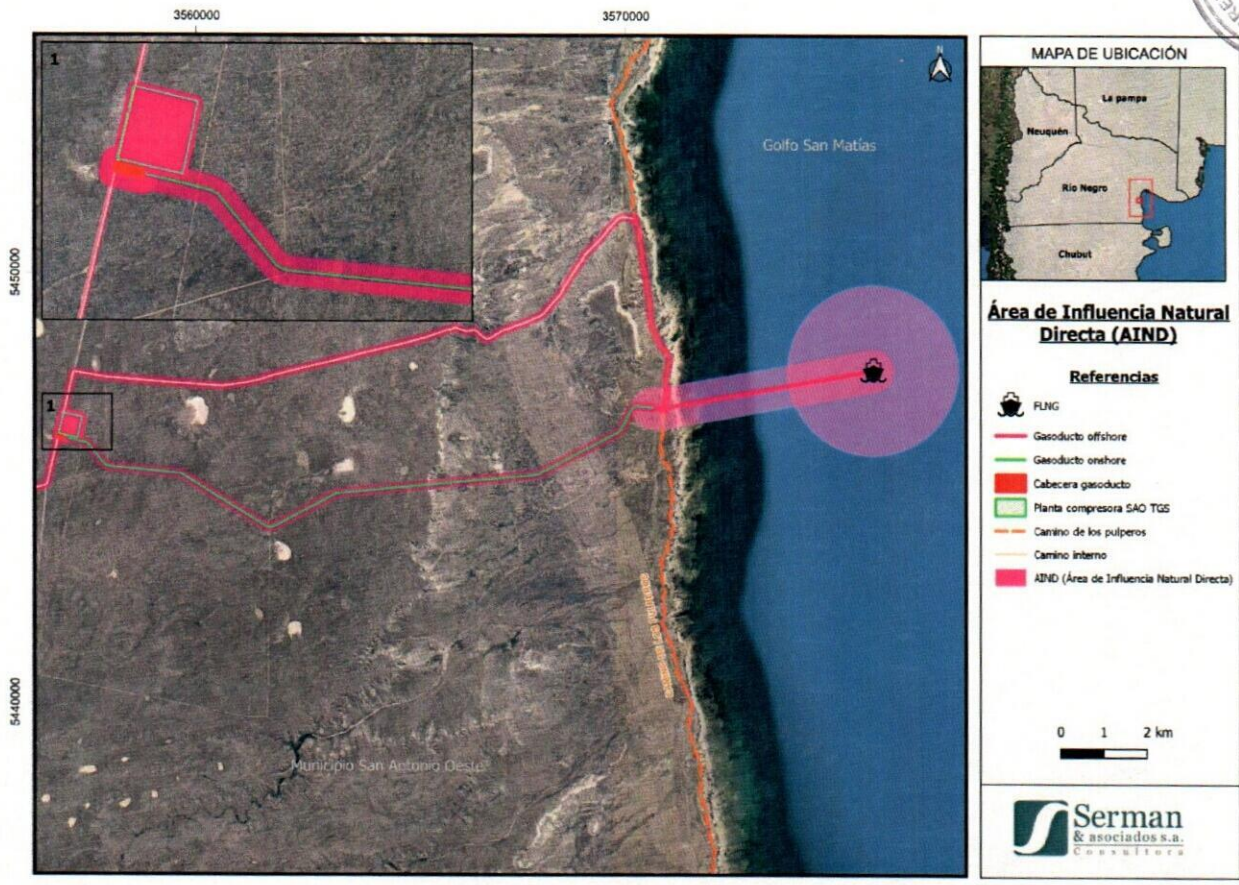


Figura 5. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Natural Directa (AIND).

El **Área de Influencia Natural Indirecta (AINI)** es la escala territorial natural donde se podrían generar las afectaciones indirectas de las obras y acciones propuestas sobre los factores físicos y bióticos del ambiente.

Para la delimitación del área de influencia indirecta del componente natural se consideran los impactos vinculados a efectos sobre el comportamiento de los organismos y los resultados de las modelaciones de potenciales contingencias que podrían desencadenarse durante la ejecución del proyecto.

En el ámbito terrestre, se recurrió a los resultados del estudio de propagación acústica aérea del ruido generado durante las tareas constructivas del gasoducto y la Cabecera, considerando la potencial afectación comportamental de los animales; y el análisis de la extensión de un potencial incendio producto de una fuga de gas.

En el ámbito costero-marino se recurrió a los resultados de la modelación de la propagación submarina del ruido generado por los buques en movimiento (potencial afectación comportamental de los organismos marinos producto de la contaminación sonora); los resultados de la modelación de un derrame de hidrocarburos durante la provisión de la FLNG (potencial afectación sobre la calidad del agua); y el análisis del alcance de un potencial incendio producto de una fuga de GNL.

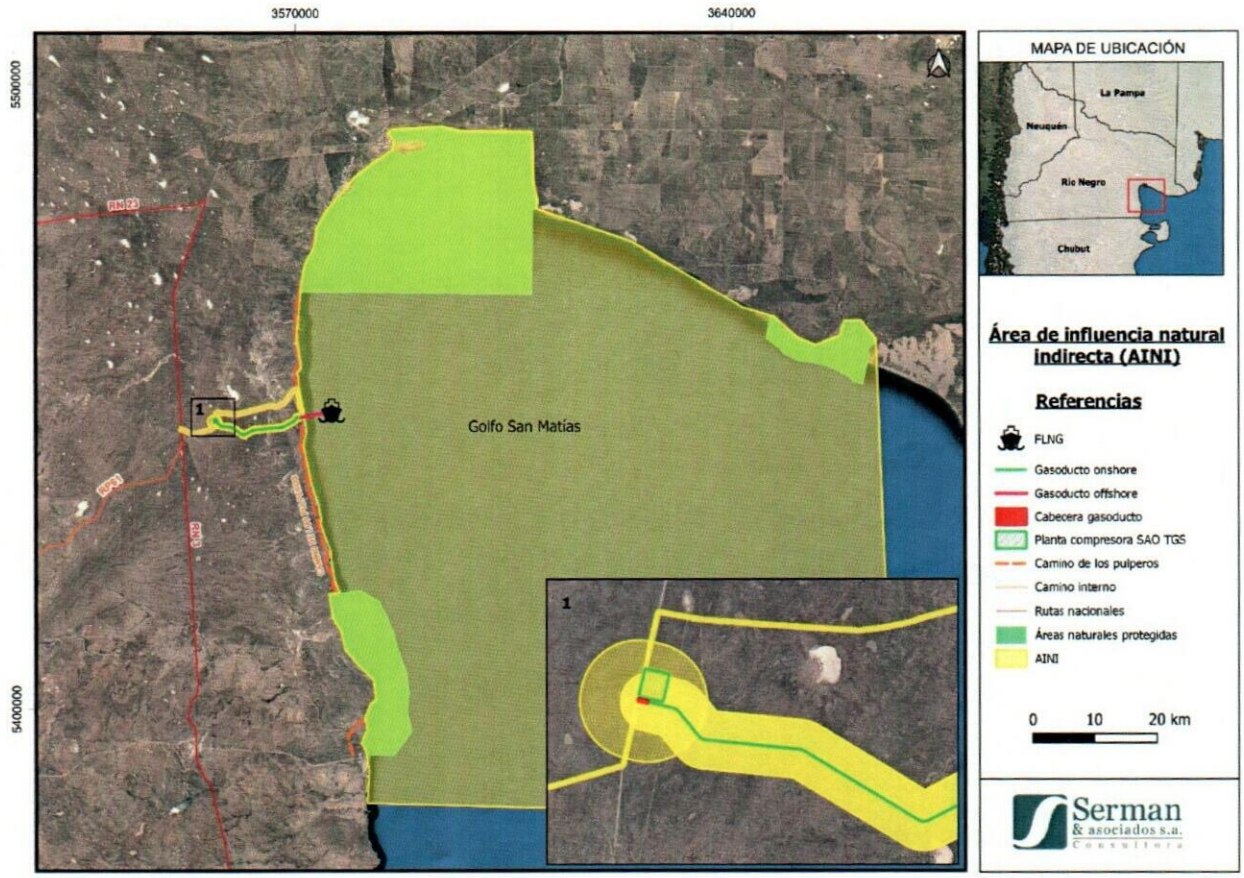


Figura 6. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Natural Indirecta (AINI).

4.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE ANTRÓPICO

Las áreas de influencia sociales están compuestas por la población y las actividades de la misma con posibilidad de ser afectadas y/o influenciadas por el proyecto en sus distintas dimensiones.

El área de influencia del medio antrópico también incluye a los actores sociales (partes interesadas) de los ámbitos estatales y no estatales (empresarial, organizaciones de la sociedad civil, grupos de investigación, etc.) de alcance local, nacional y regional que pueden tener relación con el proyecto; que pueden ser afectados por el mismo y/o que pueden generar interés e influencia sobre sobre el proyecto.

El **Área De Influencia Social Directa (AISD)** es la escala territorial social donde se podrían generar las mayores afectaciones del proyecto y las relaciones directas del mismo, de acuerdo a las obras y acciones propuestas.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
31
FOLIO N°

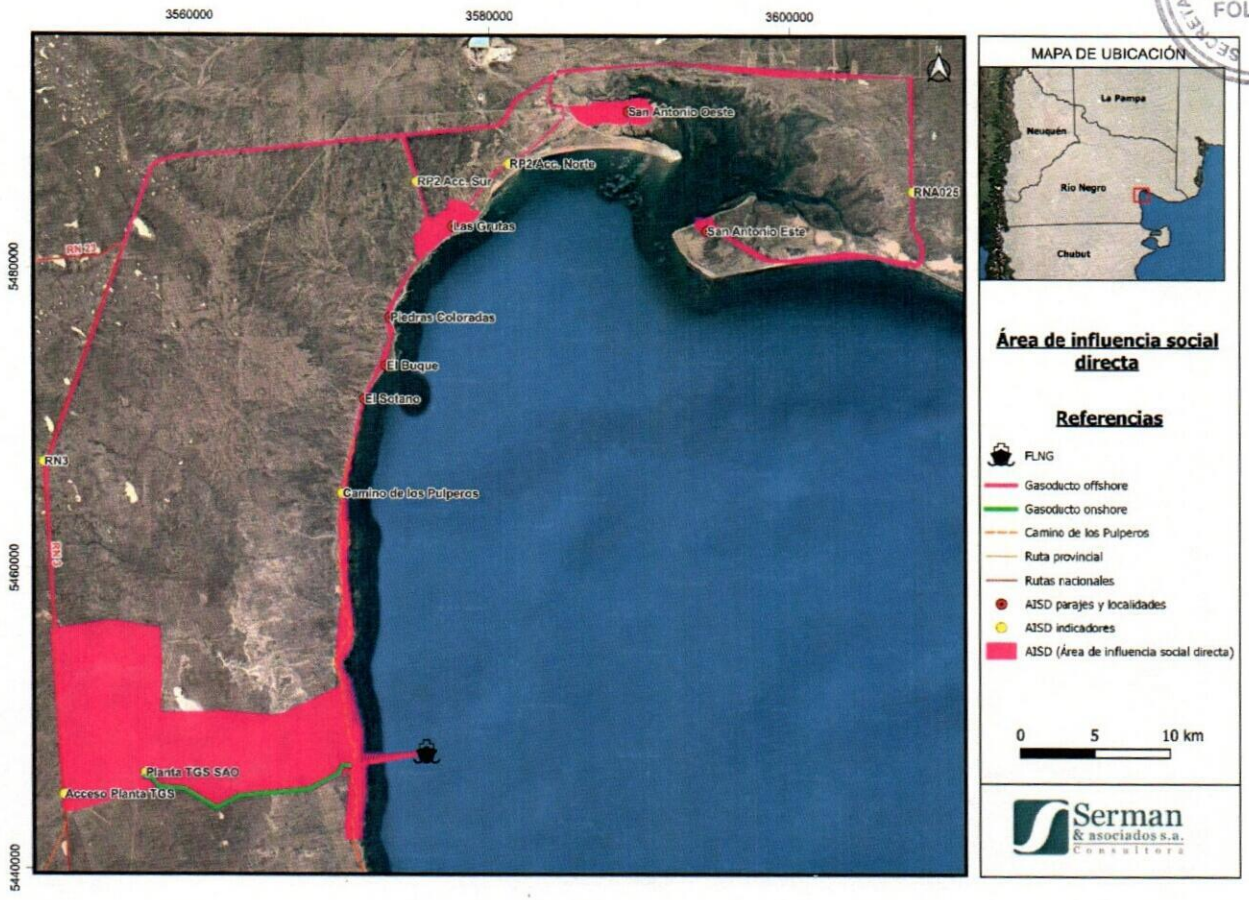


Figura 7. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Social Directa (AISD).

El **Área de Influencia Social Indirecta (AISI)** es la escala territorial social donde se podrían generar relaciones indirectas del proyecto con el medio antrópico, aunque no afectaciones específicas (incluidas en el AISD), de acuerdo a las acciones propuestas por el proyecto. El AISI incluye la totalidad del AISD.

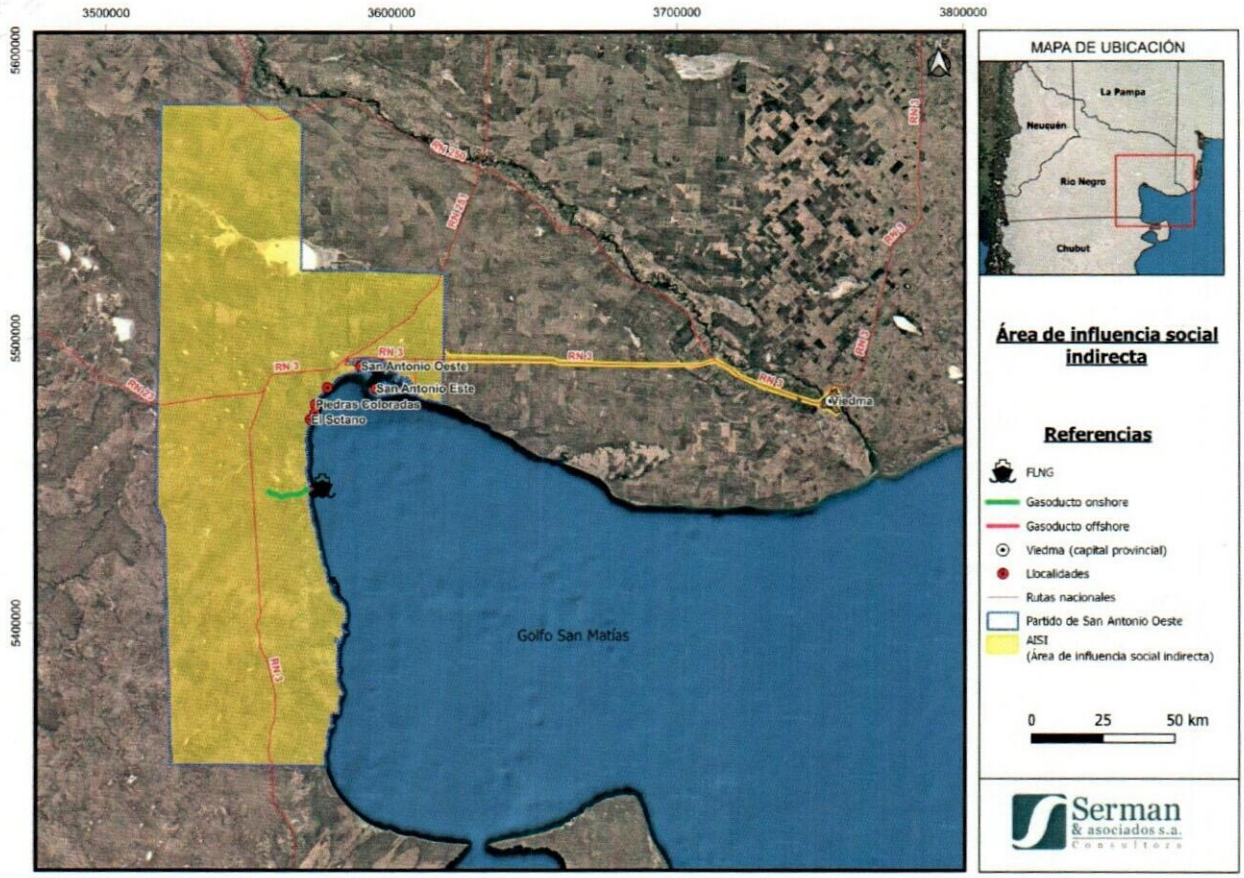


Figura 8. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Social Indirecta (AISI).

5. LÍNEA DE BASE AMBIENTAL: AMBIENTE TERRESTRE

5.1 MEDIO FÍSICO

5.1.1 Climatología

Tomando como referencia la clasificación climática de Thornwthwaite, el clima correspondiente al área es Templado Semiárido de Meseta. Este tipo climático se encuentra comprendido entre los Ríos Limay y Negro y la franja costera desde San Antonio Oeste hasta Puerto Deseado. Constituye una transición hacia el clima Árido Patagónico, que se extiende tanto hacia el Sur como hacia el Oeste. Las precipitaciones son inferiores a los 300 mm anuales. Se presentan brisas marinas que forman nubes y rocío, y la temperatura es moderada respecto al continente. Predominan vientos secos y fríos del Noroeste, con mayor frecuencia entre los meses de Marzo a Septiembre.

La Estación Meteorológica más cercana al Área de Estudio es San Antonio Oeste Aero (40° 47'S, 65° 6' O), ubicada a unos 40 km de distancia del área. Los datos meteorológicos allí registrados entre 1991-2020 por el Servicio Meteorológico Nacional, aportan información para la caracterización climática del área.

De acuerdo al análisis estadístico para este periodo de tiempo, las temperaturas medias máximas de los meses más cálidos fueron: 28,9°C en diciembre, 30,4°C en enero y 29,2°C en febrero; y las temperaturas medias mínimas de los meses más fríos fueron: 2,1°C en junio, 1°C en julio y 2,5°C en agosto. Aunque se han registrado valores extremos diarios de más de 40°C de noviembre a marzo, de menos de -5°C de abril a octubre y de menos de -10°C de junio a agosto, en el período considerado.

FOLIO N° 32

En cuanto a las precipitaciones, el mes que acumula el valor medio más elevado de precipitaciones acumuladas es abril, con 37,6 mm, seguido por marzo con 33,4 mm. En el otro extremo del gradiente están los meses de agosto y septiembre con 16,6 y 17,9 mm acumulados, respectivamente. Si consideramos los valores extremos diarios registrados durante el período informado, abril es el mes que presenta la precipitación máxima mensual, con 210 mm acumulados (2014), y la máxima diaria 102 mm acumulados (2004)

Respecto al análisis de la distribución direccional de las velocidades del viento de los datos correspondientes al registro de la Estación Meteorológica de San Antonio Oeste Aero, los datos corresponden a promedios de 10 minutos cada hora para el período 1991–2023 (34 años). Se puede apreciar que la dirección predominante del viento corresponde al sector NO (20%), seguido por los sectores Oeste, ONO, NNO, N, SE y Sur con alrededor de un 7 a 9% del tiempo cada uno. Las velocidades de hasta 12,5 m/s están presentes casi el 98% del tiempo, siendo las más frecuentes entre 5,0 y 7,5 m/s (33% del tiempo).

5.1.2 Geología

El marco geológico del área de estudio se encuentra comprendido en la provincia geológica: Macizo Norpatagónico (Harrington, 1962) y que según Kokot *et al*., (2013) está se caracteriza regionalmente por un relieve de tipo altiplano conformado por terrazas basálticas que se disponen de forma escalada hacia el sector costero (costa Atlántica), donde en este último se desarrollan morfologías de acantilados.

En cuanto al marco local, específicamente en el área de estudio las principales unidades geológicas que afloran y se lograron distinguir son: Formación Arroyo Barbudo, Formación Bajo del Gualicho, Formación Río Negro y Depósitos Holocenos (aterrazados, coluviales y aluviales).

El marco geomorfológico del área de estudio se encuentra representado principalmente por morfologías del tipo mesitiforme, constituidas por las antiguas planicies/terrazas fluviales, las cuales se componen en al menos dos niveles topográficos. Estos niveles se encuentran compuestos por los Rodados Patagónicos y en menor proporción por depósitos aluviales y coluviales. Otra cuestión particular vislumbrada sobre los sectores de mesetas, son morfologías de bajos que presentan en su gran mayoría características endorreicas y su origen posiblemente a procesos de deflación eólica.

Sobre los flancos y bordes de mesetas se desarrollan niveles de pedimentos con convergencia generalizada hacia la costa atlántica. Además, sobre estos sitios particulares se desarrollan depósitos de remoción en masas conformado por caídas de bloques e incipiente formación de flujos.

En los sectores de cercanos a la costa se vislumbran planicies aluviales con evidencias de formación de suelos y la presencia de material arenoso y limoso, dispuestos en una superficie relativamente plana.

Finalmente, sobre la costa las morfologías se componen por bloques rocosos de tamaños irregulares y características prismáticas. Estos bloques rocosos además se hallan diaclasados y en su gran mayoría imbricados. Según la Hoja San Antonio Oeste, estos bloques podrían corresponder a las areniscas de las Formación Arroyo Barbudo/Formación El Fuerte, entre otras denominaciones.

En cuanto a la tipología del relieve, el área de estudio presenta cotas altimétricas que parten en los 150 metros sobre el nivel de mar en los sectores de terrazas/mesetas y que disminuye de forma escalonada y progresiva hacia a la costa atlántica hasta alcanzar la cota cero o nivel de referencia.

Por otra parte, la fisiografía en la que se emplazará el futuro Gasoducto se compone de superficies relativamente plana y con minúsculas ondulaciones, con valores de pendiente que rondan entre 0 a 2 %, salvo en los sectores de frente o borde de meseta, que se desarrollan pendientes escarpadas y fuertemente a ligeramente inclinadas, con valores de pendiente > 60 % y entre 2 – 5 % respectivamente.

Susceptibilidad Geológica del Área de Implantación

A partir de la caracterización del entorno físico (geología, geomorfología y fisiografía) del área del proyecto se evalúa su grado de susceptibilidad geológica.

La metodología aplicada para la cuantificación de los grados de susceptibilidad y la elaboración de los correspondientes mapas consistió en la recopilación de antecedes mediante trabajos científicos, publicaciones de medios oficiales como el SEGEMAR (Servicio Geológico Minero Argentino), y tareas de relevamiento de campo que permiten evaluar, afirmar, rectificar el reconocimiento preliminar del área de estudio mediante el uso de antecedentes e imágenes satelitales. También se requiere la caracterización del medio físico, con la correspondiente identificación y la clasificación de las pendientes según el sistema propuesto por la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). Se relevaron 10 sitios en el área de estudio.

El área de estudio denotó una susceptibilidad relativamente BAJA a los procesos erosivos tales, como: eólicos, fluviales y producto del oleaje. Esta cuestión se fundamenta a la alta competencia que presentan la mayoría de las litologías identificadas y de los relieves planos a ligeramente ondulados en las que se disponen.

Salvo en sectores particulares tales como bajos, planicies aluviales y borde de meseta que se componen de sedimentos o rocas friables poco cohesivas que pueden ser removidas por la acción eólica y/o fluvial. Para este caso, los registros en campo vislumbraron una BAJA a MODERADA acción de estos procesos.

Respecto a los procesos gravitacionales, el área de estudio indicó una susceptibilidad BAJA, debido a que las morfologías y relieves relativamente planos a ligeramente ondulados inciden de forma directa a establecer un mayor grado de equilibrio sobre estos procesos. Salvo sobre el frente o borde de meseta, en las que las pendientes son moderadamente escapadas y suscitan procesos de caída de bloques y desplazamiento de sedimentos.

El área de estudio denotó en primera instancia, que tanto el grado de susceptibilidad de los procesos erosivos como gravitaciones son relativamente BAJOS. Esta cuestión se encuentra argumentada a la alta competencia que presentan las unidades geológicas y que las mismas se hallan dispuestas en relieves y/o morfologías planas y/o ligeramente ondulosas.

Esta condición se vislumbraría en gran parte del área de estudio, salvo en el frente de meseta en el que se exhiben relieves más escapados y que suscitan a la caída de bloques rocosos de la unidad geológica Rodados Patagónicos y que en este sentido se cualificaría con un grado de susceptibilidad MODERADA. En ese mismo sector, y adicionando los sitios conformados por bajos y planicies aluviales, se detecta la presencia de litologías menos competentes y sedimentos arenosos a limosos, que generarían una susceptibilidad MODERADA a los efectos generados por la acción eólica y/o fluvial.

FOLIO N° 33

5.1.3 Hidrología

La principal cuenca hidrológica del área es la cuenca del río Negro. El río Negro nace de la confluencia de dos importantes cauces que son: el río Limay y el río Neuquén, en el extremo oriental de la provincia del Neuquén, y fluye en dirección oeste-sudeste en territorio rionegrino hasta alcanzar al océano Atlántico cerca del balneario El Cóndor, 30 kilómetros al sur de la localidad de Viedma. Es un río de carácter alóctono, ya que no recibe afluentes, con gran cantidad de meandros e islas fluviales. Discurre entre las bardas o terrazas que forman las mesetas patagónicas, a través de un valle de inundación de ancho variable y tierras muy fértiles producto de la sedimentación. El relieve del cauce principal es el resultado de la intensa erosión que afectó a las mesetas patagónicas, favorecida por la escasa dureza de las rocas.

En el área donde se desea desarrollar el proyecto no existen otros cursos de agua de similar jerarquía. Particularmente, en el área de impacto directo de las obras proyectadas no existen cursos de agua definidos. Se observa una red de drenaje insipiente que escurre en sentido SO-NE en el tramo más occidental de la traza del Gasoducto, en sentido E en el tramo central y en sentido NO-SE en el tramo más oriental cercano a la costa. En general, esta red de drenaje presenta pendientes menores al 5%, excepto en la zona de la barda que intercepta a la traza del Gasoducto en su tramo central (progresivas 9+000 – 11+000 del Gasoducto), donde existen pendientes del orden al 10%.

Riesgo Hídrico

En el marco del presente Estudio de Impacto Ambiental se realizó el Estudio de Riesgo Hídrico (ERH) de prefactibilidad para la instalación lineal proyectada (gasoducto), de acuerdo con la normativa vigente de la Dirección Provincial de Aguas (DPA) de la Provincia de Río Negro.

A continuación, se describen los principales resultados alcanzados:

- En la traza proyectada para el ducto se detectaron los Puntos de Riesgo Hídrico (PRH) en función de la red de drenaje de 1 ha e imágenes satelitales. Se realizaron los cálculos hidráulicos mediante la ecuación de Manning o mediante la modelación en HEC-RAS para una recurrencia de 100 años, según cada caso, y se obtuvieron los valores de ancho y profundidad de soterrado mediante el cálculo de erosión.

- A partir de la red de drenaje del área de estudio se identifican los cruces con la traza del ducto para definir los Puntos de Riesgo Hídrico (PRH), que a su vez son los cierres de las cuencas de aporte. Se definieron 25 cuencas de aporte para la traza, siendo las de mayor extensión superficial las Cuencas 1, 12 y 24 respectivamente.

- Existe un sector, sobre la barda de la terraza, donde se identificó un cruce encauzado, que no fue trazado por la red de drenaje. Es por eso que se agregó un PRH15_bis en el cruce con su cuenca correspondiente, para evaluar la erosión que puede generarse.

- Para evaluar el riesgo hídrico de instalaciones lineales (ductos) en el cruce subterráneo de cauces naturales, se realizará un cálculo de erosión generalizada del lecho según la recurrencia de diseño.

- En los denominados PRH 1, 14, 15_bis y 24, los cálculos de erosión resultaron en la adopción de un soterrado de 1,70 m. Para los restantes, se adoptó un soterrado de 0,80 m (o tapada mínima según tipo de obra).

5.1.4 Edafología

La caracterización de los suelos del Área de Estudio ha sido elaborada a partir de la Carta de Suelos de la Provincia de Río Negro, siendo dos los órdenes de suelos más importantes en el ámbito de la Hoja San Antonio Oeste.

Los Aridisoles son suelos se extienden al norte y oeste de la Bahía de San Antonio. Son suelos característicos de zonas áridas, de escaso desarrollo pedogenético. Se caracterizan por su baja meteorización y son clasificados como suelos de costa. Son de origen coluvional, de texturas no muy pesadas, entre arenosos y franco limosos, escasos en materia orgánica (< 1%), con velocidad de infiltración media a alta y con un perfil profundo, sin gran desarrollo edáfico.

Al este de esta unidad, los suelos se forman a expensas de los conos aluviales o pedimentos. Un conglomerado cementado por carbonato de calcio aparece a los pocos cm de profundidad. Esta cualidad, y los efectos de la erosión eólica son los factores limitantes del desarrollo de estos suelos (Calciortides lítico ustólicos). Esta unidad no tiene arcilla iluviada en su horizonte B. El material originario (aluvial, arenoso-gravilloso), lo convierte en excesivamente drenado, por lo cual, además, no tienen alcalinidad ni salinidad.

Los Entisoles son suelos jóvenes y con poco desarrollo de horizontes en profundidad. Presentan generalmente un horizonte superficial de poco espesor formado a partir de la acumulación de materiales erosionados (arena) y con bajo contenido de materia orgánica. Estos suelos se distribuyen en zonas áridas y semiáridas, abarcando grandes extensiones que van desde la Patagonia al noroeste del país.

Coincidiendo con las Formaciones San Antonio (muy cubierta) y Punta Villarino, se desarrollan suelos cuyo material originario son arenas de médanos fijos y mantos de arena, cuya constante incorporación al perfil del suelo retarda e impide su formación. Son excesivamente drenados, por lo cual no son alcalinos ni salinos, y tienen carbonato de calcio en profundidad (Torripsamentes típicos).

Caracterización Físico-Química
Para completar la caracterización de los suelos presentes en el área de estudio se tomaron 5 muestras tendientes a determinar:

- Humedad natural
- Granulometrías
- Límites de Atterberg
- Determinación de la fracción menor a 74 micrones (#200)
- Clasificación de suelos conforme a SUCS y HRB
- Presencia de sales por floculación
- Peso específico de los suelos encontrados
- Concentración de sustancias contaminantes

Se tomaron muestras de suelo en 5 sitios, a 40 cm de profundidad, durante los días 10 y 11 de julio de 2024.

Respecto a la concentración de sustancias contaminantes, los resultados fueron cortejados con los Niveles Guía de Calidad de Suelos (para Uso Agrícola, Uso Industrial y Uso Residencial) establecidos en el Decreto Nacional N°831/93.

34
FOLIO N°

Para las muestras denominadas Suelo 1, Suelo 2 y Suelo 4 el parámetro Cadmio supera el nivel guía establecido para suelos de Uso Agrícola de acuerdo a la normativa de referencia. El resto de los parámetros se encuentran en concentraciones menores a los valores guía establecidos en las muestras analizadas.

5.1.5 Calidad de Aire

Para caracterizar la calidad del aire en el área de estudio se realizaron mediciones *in situ* de los niveles de Óxidos de Nitrógeno (NOx), Material Particulado (Total, PM10 y PM2,5), Dióxido de Azufre (SO_2) y Monóxido de Carbono (CO).

Como parte del trabajo de línea de base social se identificaron receptores críticos como puntos de interés donde conocer los valores de calidad de aire. En base a estos puntos y la dirección predominante de los vientos, fueron definidos los sitios de medición de calidad de aire. Se seleccionaron 3 sitios de muestreo de calidad de aire, el cual se llevó a cabo durante los días 10 y 11 de julio de 2024.

Los parámetros analizados en todos los sitios de muestreo cumplen con los valores de referencia considerados en el presente estudio. Ante la ausencia de valores guía en el ámbito de la provincia de Río Negro, se tomaron de referencia los valores guía establecidos en el Decreto N°1.074/18, reglamentario de la Ley N°5.965 de Protección a las Fuentes de Provisión y a los Cursos y Cuerpos Receptores de Agua y a la Atmósfera, de la provincia de Buenos Aires.

5.1.6 Ruido Ambiente

Para caracterizar el ruido ambiente (ruido de fondo) en el área de estudio se realizaron mediciones *in situ* acorde a los lineamientos especificados en la Norma IRAM 4062/21-2. Estas mediciones se realizaron durante los días 10 y 11 de julio de 2024.

Como parte del trabajo de línea de base social se identificaron receptores críticos como puntos de interés donde conocer los valores de ruido ambiente. En base a estos puntos fueron definidos los sitios de medición. En cada uno de estos sitios se realizaron mediciones cubriendo las 3 franjas horarias definidas en la normativa:

- Período Diurno (De 8 a 20 hs)
- Período de Descanso (De 6 a 8 hs)
- Período Nocturno (De 22 a 6 hs)

Los sitios de muestreo de ruido se localizan en una zona rural con escaso tránsito. El sitio RMV1 se ubica en las inmediaciones de la Planta Compresora San Antonio Oeste y es el sitio más cercano a la principal ruta del área (se encuentra a 5 km de la Ruta Nacional N°3). Pese a esto, el ruido registrado en este sitio no registró valores superiores a los registrados en los otros dos sitios en todos los períodos considerados, ni es el sitio donde se registró el valor máximo.

Asimismo, en ninguno de los otros sitios de medición (RMV2: localizado en un área puramente rural; y RMV3: localizado sobre la costa marina) se registraron valores superiores al resto en todos los períodos considerados. Con lo cual, no pareciera haber diferencias significativas entre los valores de ruido registrados en los distintos sitios, considerándose las variaciones registradas, propias del momento de medición.

Tampoco se registraron diferencias significativas entre los registros en los diferentes períodos, no pudiéndose determinar una variación temporal en el registro.

De acuerdo a este análisis, se consideran todos los sitios de medición localizados en un área rural (Tipo1: Hospitalaria, rural (residencial)) de acuerdo a la Norma IRAM 4062/21-2.

5.2 MEDIO BIÓTICO

Desde el punto de vista de la ecología, la división entre un ambiente marino y un ambiente terrestre es difusa. Existe lo que se conoce como una zona de transición o interfase, donde los ecosistemas marinos y terrestres se superponen y se relacionan. Esta zona de transición puede incluir áreas como estuarios, manglares, deltas y zonas costeras, como en este caso, donde la influencia de ambos ambientes se entrelaza.

En estas áreas de interfase, los organismos y procesos ecosistémicos de los ambientes marinos y terrestres interactúan de manera dinámica. Por ejemplo, los nutrientes transportados por los ríos desde tierra firme pueden influir en la productividad de los ecosistemas marinos cercanos, mientras que las especies marinas pueden migrar hacia áreas terrestres para reproducirse o alimentarse.

En la presente caracterización del Ambiente Terrestre para la contribución a la Línea de Base Ambiental, se hace foco en la traza del tramo terrestre del Gasoducto y el área de implantación de la Cabecera (Componentes On Shore).

5.2.1 Caracterización Regional

El ambiente netamente terrestre del área de estudio se ubica dentro de la provincia fitogeográfica del Monte (León *et al.* 1998, Roig 1998, Morello et al 2012, Karlin 2017, Oyarzábal *et al.* 2018)

El Monte se extiende por el oeste de Argentina, desde el Valle de Santa María en Salta hasta el noreste de Chubut. Abarca el centro de Catamarca y La Rioja, centro y este de San Juan y Mendoza, centro y este de Neuquén, oeste de la Pampa, centro y este de Río Negro y nordeste de Chubut. Cubre laderas de montañas, mesetas, llanuras y bolsones. El rasgo climático sobresaliente en esta región es la aridez. Las precipitaciones varían entre 80 y 400 mm anuales, superando raramente estos valores (Cabrera, 1971, 1994). Las precipitaciones y la riqueza de especies del Monte disminuyen de norte a sur, también la fisonomía del Monte va cambiando a medida que se asciende en latitud formando una estepa arbustiva más baja, hasta definir una transición con la estepa patagónica en su límite austral.

A pesar de la extensión que presenta esta provincia fitogeográfica y la heterogeneidad de suelos, la vegetación es muy uniforme tanto en su fisonomía como en su composición florística. El tipo de vegetación predominante es el matorral o estepa arbustiva xerófila. También hay bosquecillos de algarrobos o de sauces, que se desarrollan en las márgenes de los cursos de agua o en valles con capas freáticas poco profundas (Cabrera 1971, León *et al.* 1998, Forcone & González 2014).

De acuerdo con Forcone & González 2014, entre las especies que caracterizan el Monte, se destaca la presencia constante de las Jarillas, arbustos pertenecientes a la familia de las Zigofiláceas. Las especies con mayor distribución en el Monte son: la Jarilla hembra (*Larrea divaricata*), la Jarilla macho (*Larrea cuneifolia*) y la Jarilla fina (*Larrea nitida*). Además de las especies de jarillas citadas, en el Monte Patagónico crece la Jarilla rastrera (*Larrea ameghinoi*) que es la especie del género que llega más al sur con un límite de distribución al norte de Santa Cruz.

En el Monte, las Jarillas se encuentran asociadas entre sí y con otros arbustos, combinándose en forma diversa, como el Alpataco (*Neltuma alpataco*), la Mata sebo (*Monttea aphylla*), el Monte negro (*Bougainvillea spinosa*), la Pichana (*Senna aphylla*) y la Chirriadora (*Chuquiraga erinacea*), entre otros. Otros componentes importantes del Monte son las Cactáceas, las gramíneas y otras plantas herbáceas, algunas de ellas geófitas de muy bellas flores.

35
FOLIO N°

El INTA publicó un inventario integrado de los recursos naturales para la provincia de Río Negro, con mapas satelitales y mapas de las regiones biogeográficas, contemplando características de la geología, hidrogeología, geomorfología, suelos, clima, vegetación y fauna de dicha provincia (Godagnone & Bran 2009). De acuerdo con el mencionado inventario, el área de estudio se ubica en la Región III: Región de Patagonia Extra-Andina Oriental, específicamente en la subregión que corresponde a planicies interfluviales mesetiformes, que se encuentran entre los 0 y 200 msnm.

Desde el punto de vista Zoogeográfico, el ambiente netamente terrestre del área del proyecto se encuentra situado en el Dominio Patagónico, Provincia de monte (Ringuelet, 1961).

Dentro de la ecorregión denominadaa *Monte de Llanuras y Mesetas,* que comprende desde el sur de San Juan hasta Chubut (Burkart *et al.*, 1999), prevalece el paisaje de llanura y extensas mesetas escalonadas con alturas que oscilan entre los 0 y los 1000 msnm (Morello, 1958, Cabrera 1976, Burkart *et al.*, 1999). Estas se distribuyen discontinuamente y asocian algunos cerros, cuerpos rocosos colinados, depresiones, llanuras aluviales, y terrazas de ríos. Tres ríos principales atraviesan esta región: el Desaguadero-Salado, el Colorado, y el Rio Negro (Burkart *et al.*, 1999).

El monte contiene varias especies de fauna endémica y otras caracterizadas como Vulnerable según los criterios de la UICN (Unión internacional para la Conservación de la Naturaleza).

Entre las especies de reptiles más representativos se encuentra la Falsa yarará (*Pseudotomodon trigonatus*), la yarará ñata (*Bothrops ammodytoides*), *Liolaemus darwinii, Liolaemus gracilis, Cnemidophorus longicaudus.* Entre los anfibios se encuentra *Pleurodema nebulosa.*

Las aves incluyen Gauchos (*Agriornis sp.*), Dormilonas (*Muscisaxicola sp.*), la Martineta copetona (*Eudromia elegans*), la Morenita canela (*Poospiza ornata*), el Inambú pálido (*Nothura darwinii*) y el Loro barranquero (*Cyanoliseus patagonus*). Por otra parte, en los pastizales salobres habita el Burrito salinero (*Laterallus jamaisensis*).

Los mamíferos están representados por especies de tamaño grande como el Guanaco (*Lama guanicoe*) y el Puma (*Puma concolor*), por especies de tamaño mediano como la Vizcacha (*Lagostomus maximus*), el Zorro colorado (*Pseudalopex culpaeus*) y el Zorro gris (*P. griseus*), y por especies de tamaño pequeño como el Cuis (*Microcavia australis*, *Galea musteloides*), los Tuco-tucos (*Ctenomys mendocinus*), el Zorrino chico (*Conepatus castaneus*) y el Huroncito *(Lyncodon patagonicus*). Algunos mamíferos se destacan por su distribución que se restringe a hábitat de salares y médanos.

5.2.2 Flora y Fauna Terrestre

Se realizaron censos de flora en la estación de otoño mediante la transecta de puntos (Método Holístico Florístico) y cuadrados de $1m^2$ para calcular la densidad de plantas. El área relevada en donde se emplazará la obra pertenece al área ecológica de Monte.

Se relevaron 2 unidades de vegetación: 1) Monte de jarilla, y 2) Estepa diversa. En ambos ambientes dominan los arbustales. Considerando todos los muestreos se registraron 30 familias distribuidas en 90 especies y 62 géneros. Se registró un predominio de las familias Poaceae, Asteraceae, Verbenaceae, Zygophyllaceae y Fabaceae respecto a las otras familias. Se registraron 80 angiospermas o plantas con flores (70 spp eudicotiledóneas y 10 spp monocotiledóneas), 2 gimnospermas, 7 hongos liquenizados y 1 especie de musgo. Analizando el total de las transectas, se observó que la cobertura vegetal promedio fue de 88%, el suelo desnudo de 7,75%, el material vegetal muerto en pie no incorporado al suelo fue de 1,33% y el material vegetal muerto incorporado al suelo (mantillo) fue de 2,92%. El índice de diversidad y la equitatividad mostraron valores de 0,48 y 0,33 respectivamente. La mayoría de las especies son perennes. Por otro lado, se registraron 50 especies nativas no endémicas (56.85% de la cobertura vegetal), 38 especies nativas endémicas (41,13% de la cobertura vegetal), 2 especies introducidas (2,02% de la cobertura vegetal).

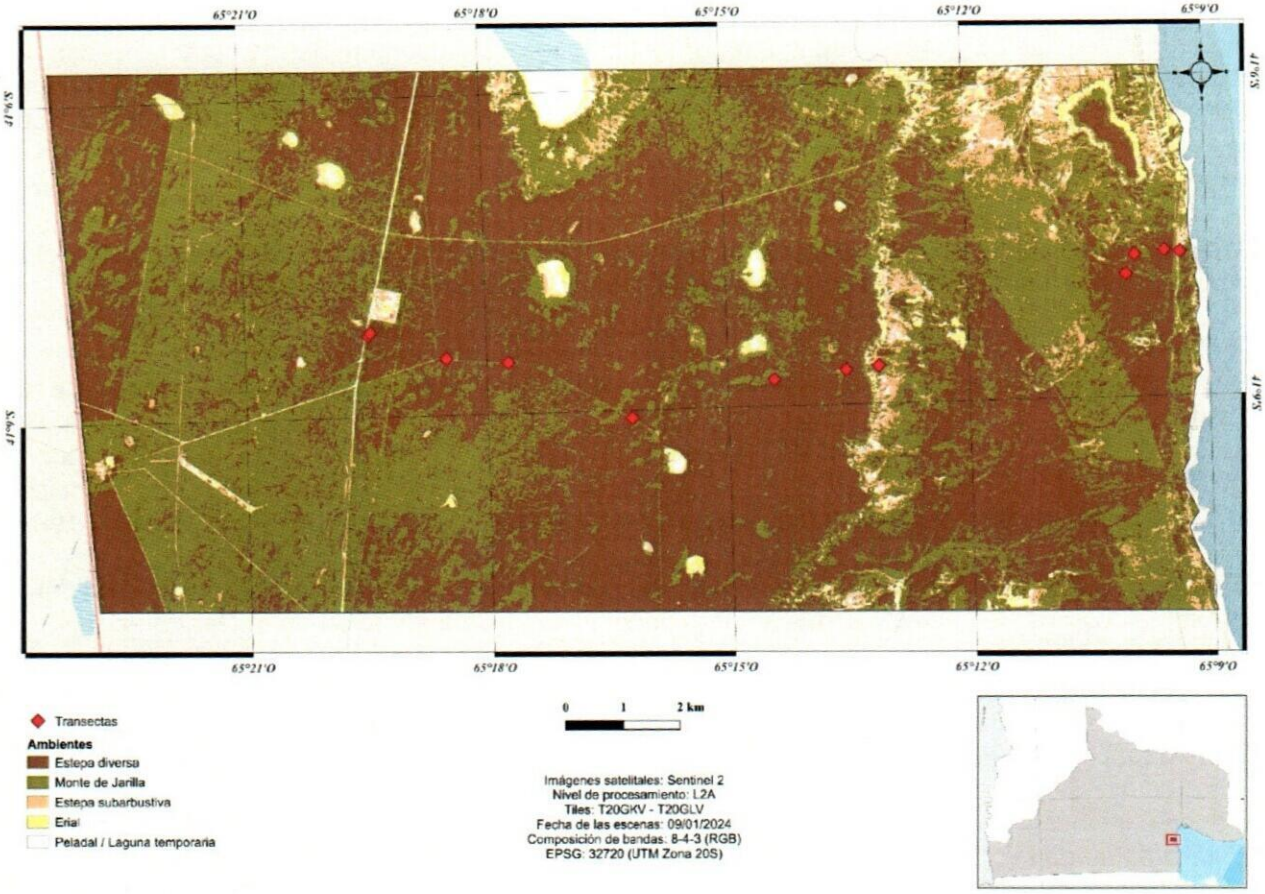


Figura 9. Unidades de vegetación identificadas en el área de estudio.

Los censos de fauna relevaron que las aves fueron el grupo más abundante registrando 16 especies, seguido por mamíferos con 10 especies y 1 especie de reptil.

De las aves relevadas la familia Furnariidae fue representada en el área de estudia con un 25% de las especies registradas, seguida de Falconidae y Tyrannidae, ambas con 12.5% de las especies, el resto de las familias registraron un 6.5% de las especies.

Dentro de los mamíferos registrados, el más abundante fue el "Tuco tuco" (*Ctenomy sp.*) presente en todas las transectas relevadas, con una abundancia de 31 individuos, seguido por la "Mara" (*Dolichotis patagonum)* con 13 individuos. El "Cuis chico" (*Microcavia australis*) y el "Peludo" (*Chaetophractus villosus*) con 1 individuo cada uno. El resto de los mamíferos fueron registrados indirectamente.

En cuanto a reptiles, solo se registró la Tortuga terrestre (*Chelonoidis chilensis*) de forma indirecta en cuatro transectas, pero de gran importancia ya que su estado de conservación es vulnerable según (UICN 2024), Amenazada para (AHA), se incluye en el Apéndice II de (CITES, 2024) y Vulnerable según SAyDS, Categorización de anfibios y reptiles de Argentina. Lista de reptiles y anfibios endémicos de Argentina (Res. 1055). 2013.

Otra especie de reptil importante, destacada del relevamiento bibliográfico, es la especie de lagartija *Liolaemus martorii* las cual se indica endémica de las costas medanosas de Rio Negro.

SECRETARIA DE LITORAL MARÍTICO
36
FOLIO N°

5.2.3 Áreas Importantes para la Conservación

En el ámbito geográfico del Golfo San Matías y parte de la plataforma continental adyacente se han establecido varias áreas protegidas costero marinas, bajo el amparo de las diferentes jurisdicciones provinciales y nacional, las cuales, en términos generales, tienen por finalidad la preservación y la protección de diversas especies marinas, sus comunidades biológicas, ambientes y hábitats.

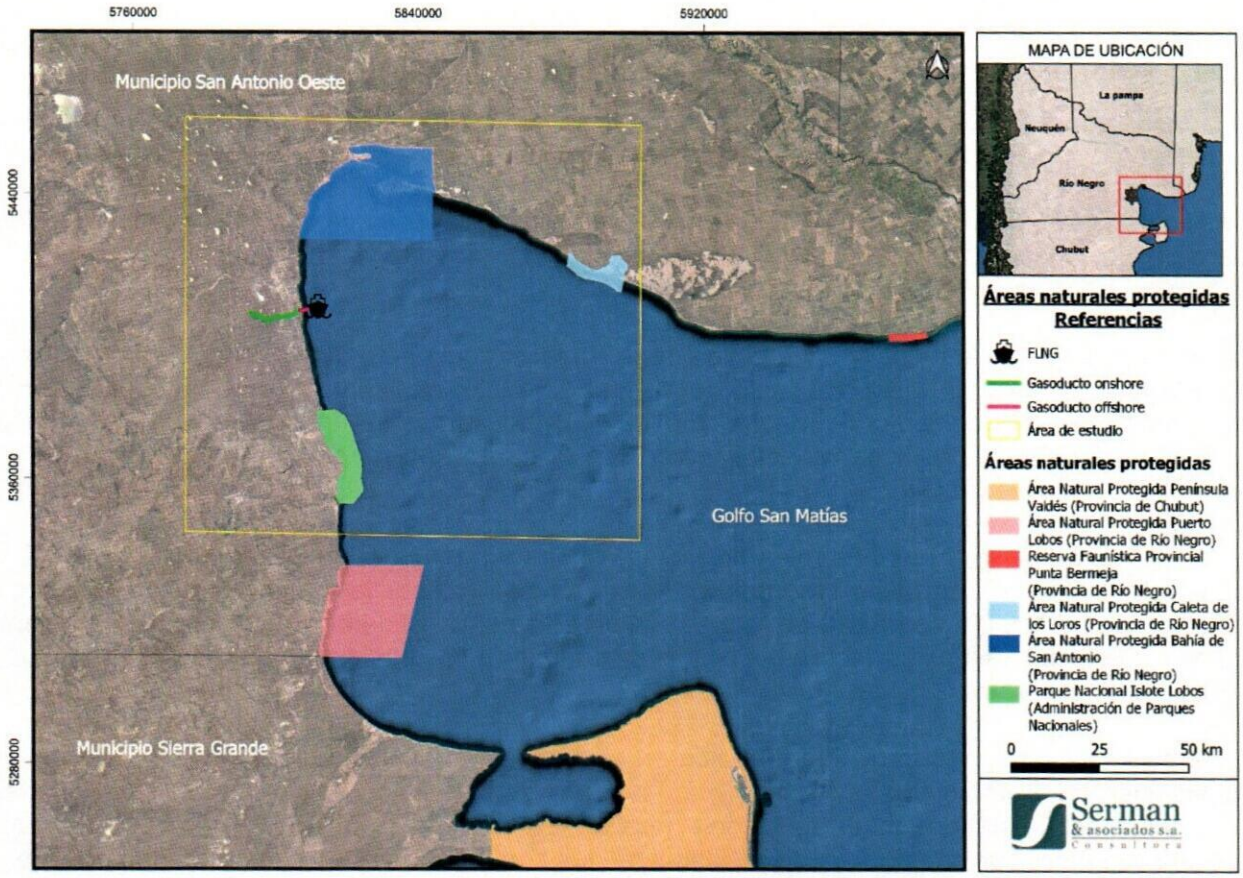


Figura 10. Áreas naturales protegidas (ANP) costero marinas sobre jurisdicción de las provincias de Río Negro y Chubut en el Golfo San Matías.

5.3 MEDIO SOCIAL

5.3.1 Medio Antrópico

La Línea de Base del medio antrópico (o línea de base social) incluye la caracterización socio territorial en tres grandes secciones. Primeramente, la caracterización regional que incluye la descripción de la provincia de Rio Negro y del departamento San Antonio, caracterización del área costera y marítima y del Puerto de San Antonio Este. Y, en tercera instancia, la caracterización local donde se describen a las localidades de San Antonio Oeste, Las Grutas y San Antonio Este y de los aspectos antrópicos relacionados con el Golfo San Matías. Finalmente se destina una sección particular para la descripción del área rural asociada al sitio del proyecto. El objetivo general es aportar una caracterización de los aspectos jurisdiccionales, administrativos, políticos y socioeconómicos (entre otros) del área de estudio y las áreas de influencia del proyecto.

La misma se llevó a cabo en base al relevamiento de información por fuentes secundarias y primarias. Con respecto al relevamiento por fuentes primarias, se realizaron entrevistas a las partes interesadas entre los meses de agosto y septiembre de 2024.

Además, presenta un apartado específico de identificación y mapeo de partes interesadas con un análisis de la percepción sobre el proyecto. Se entrevistó a un total de 48 personas, lo que representan a un total de 39 actores sociales identificados. El trabajo de campo para relevar los aspectos sociales se realizó del 5 al 13 de septiembre de 2024. Además de las entrevistas presenciales para evaluar el posicionamiento y participación de partes interesadas, se realizó un relevamiento observacional y georreferenciado de las localidades y zona rural relacionada con el proyecto para identificar los usos de suelo del área de influencia social directa del proyecto.

5.3.1.1 Jurisdicción y Autoridades Involucradas

La administración jurídica de las actividades marítimas en la costa y mar del Golfo son potestad del gobierno provincial, cuya principal autoridad de aplicación es la Secretaría de Energía y ambiente. Asimismo, es la autoridad vinculada a la aplicación de la Ley provincial Nº 3308 (de 1999 y su modificatoria Ley Nº 5594 de año 2022) que establece las facultades provinciales relativas al pleno ejercicio de la actividad de control y fiscalización del transporte de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la Secretaría de Hidrocarburos.

También es parte de la jurisdicción de Prefectura Naval Argentina en cuanto al control del tráfico y la navegación y de ENARGAS respecto del control de ductos gasíferos existentes. Respecto a la aplicación del procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental interviene la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático que pertenece a la Secretaría de Energía y Ambiente del gobierno provincial de Rio Negro.

En el Golfo hay cinco áreas naturales protegidas costero-marítimas, que cubren más del 10% de las costas las cuales han sido creadas con el objeto de proteger la biodiversidad, el paisaje, la geología, paleontología y recursos culturales que allí se asientan. Además de la autoridad ambiental sobre estas áreas, la jurisdicción de las costas se encuentra dividida en 3 municipios: Viedma, San Antonio Oeste y Sierra Grande.

En la parte continental el proyecto se ubica en el departamento San Antonio, compuesto de dos municipios: San Antonio Oeste y Sierra Grande. El proyecto se ubica en el área rural del municipio de San Antonio Oeste (cerca del límite con el municipio de sierra Grande) en la zona conocida como Fuerte Argentino. Los campos donde se instalarán las construcciones son de propiedad privada.

Actualmente el municipio de SAO se encuentra a cargo de Jorge Adrián Casadei, quien pertenece a la fuerza política Juntos Somos Río Negro; en 2023 comenzó su cuarto período al frente del municipio. Las localidades de Las Grutas y de San Antonio Este poseen delegaciones municipales que responden jurisdiccionalmente al municipio de SAO. La localidad de Las Grutas es la más cercana al proyecto y la que posee mayor cantidad de servicios de alojamiento por tratarse de una villa turística.

Asimismo, en materia de salud y seguridad el proyecto se encuentra bajo la jurisdicción del Hospital, Bomberos Voluntarios y Comisaría con asiento en las grutas. La atención de emergencias en la zona del proyecto está bajo la jurisdicción de la Policía y los Bomberos que se extiende hasta el Km 1212 de la Ruta Nacional 3.

5.3.1.2 Aspectos Demográficos

De acuerdo con el último censo poblacional realizado en 2022 (INDEC), la Provincia de Río Negro cuenta en 2022 con 750.768 habitantes, lo que representa un crecimiento intercensal de 17.6% respecto al CNPHV de 2010 (638.645 habitantes). Los centros más poblados del este de la provincia de Río Negro son, en orden de importancia: Viedma, San Antonio Oeste y Las Grutas. Según datos de 2010 la localidad de SAO concentraba el 75% de población del total registrado para todo el municipio.

FOLIO N° 37

Según las entrevistas realizadas a referente gubernamentales provinciales y locales coinciden en que la población real del municipio es mucho mayor a la registrada por el Censo Nacional de Hogares y Población de 2022. El área del Golfo, al ser un destino turístico dentro de la provincia y de la región patagónica presenta una amplia variación de población estacional en los meses de verano. En la siguiente tabla se encuentran los resultados para los principales indicadores analizados para la caracterización sociodemográfica.

Tabla 4. Cantidad de población de las principales localidades de SAO. Fuente: elaboración propia en base a relevamiento de campo con entrevistas.

Localidad	Estable	Temporal
San Antonio Oeste	40.000 habitantes.	600 camas registradas
Las Grutas	Entre 8.000 y 11.000 habitantes. Padrón electoral registra un número superior de 5.840 votantes (entre16 y 70 años).	60.000 turistas diarios (estimado) 30.000 camas registradas 15.000 camas sin registrar
San Antonio Este	400 habitantes.	35.000 turistas diarios (estimado) 120.000 turistas ingresaron en Punta Perdices (registros de ingresos 2023-2024) 5.000 motorhomes en Playa Las Conchillas (registradas 2023-2024)
Total Estimado	51.000 habitantes	46.600 camas

5.3.1.3 Población Indígena

En Río Negro hay 48.194 personas que se reconocen población indígena o descendiente de pueblos originarios, representando el 3,7% del total de la población indígena nacional (1.306.730). En la actualidad, en la provincia de Rio Negro existen 108 Comunidades registradas en el INAI. En el departamento San Antonio se encuentran registradas cinco comunidades distribuidas tres en el municipio de San Antonio Oeste de las cuales una tiene asiento en el área urbana de Las Grutas. Esta última, en el año 2023, a partir del hallazgo arqueológico de investigadoras del Instituto INCUAPA (Investigaciones Arqueológicas del Cuaternario Pampeano, Unidad Ejecutora CONICET-UNICEN, con sede en la Facultad de Ciencias Sociales, Olavarría) recibió la restitución de fragmentos óseos correspondientes a 41 cuerpos indígenas a la Comunidad Mapuche Tehuelche Traun-Kutral de Las Grutas. El acto fue llevado adelante mediante la autoridad provincial vinculada a los aspectos de patrimonio cultural: la Secretaría de Cultura de la provincia de Río Negro.

5.3.1.4 Calidad de Vida

Educación

En la Provincia de Río Negro, la tasa de escolarización de nivel primario y secundario es similar a la tasa a nivel país con 90,5%. En cuanto a la infraestructura educativa, en el departamento, del total de establecimientos contemplados, el 81% pertenece al sector estatal y cerca del 20% el privado.

Entre las instituciones de nivel superior se encuentra presente en la localidad de San Antonio Oeste la Escuela Superior de Ciencias Marinas (EsCIMar), que dicta dos carreras: la Licenciatura en Biología Marina (única en el país) y la Tecnicatura en Producción Pesquera y Maricultura. Además, en coordinación con otras Unidades Académicas de la Universidad Nacional del Comahue (UNco) se dictan la Licenciatura en Ciencias Políticas y la Tecnicatura Universitaria en Desarrollo Web, ambas en conjunto con el Centro Universitario Regional Zona Atlántica (CURZA). También, se destaca la presencia del CIMAS (Centro de Investigación Aplicada y Transferencia Tecnológica en Recursos Marinos "Almirante Storni") que posee una vinculación estrecha con la EsCIMar.

El Gobierno de la provincia de Río Negro se encuentra trabajando en la capacitación de los perfiles requeridos por los distintos proyectos energéticos que se encuentran en agenda para la zona, abarcando formaciones vinculadas a la producción de petróleo, el manejo de infraestructuras industriales y las energías renovables.

Salud

El sistema de salud provincial comprende un Nivel Central - el Ministerio de Salud ubicado en Viedma - que cumple un rol normativo y de conducción general, y una Red de Establecimientos prestadores de servicios. En el departamento de San Antonio, se ubican 3 de los hospitales Área Programa provinciales, de los cuales dos se ubican en las localidades de San Antonio Oeste (Nivel de complejidad 4, sin quirófano ni terapia intermedia o intensiva) y Las Grutas (Nivel de complejidad 3). Este último es el hospital cuya área programática alcanza al área rural donde se insertará el proyecto.

5.3.1.5 Aspectos Económicos

La actividad económica de la provincia se distribuye entre la actividad agrícola del Alto Valle y la ganadería de tipo extensiva a lo largo de toda la provincia, la extracción de gas y petróleo en la cuenca neuquina y la pesca en el Golfo San Matías. La provincia se caracteriza por presentar una marcada especialización en la producción de bienes agroindustriales de exportación, siendo la actividad agrícola bajo riego, y dentro de ésta especialmente la fruticultura, una de las principales actividades económicas. Con relación a las cadenas productivas, la que más aporta al PBG provincial es la hidrocarburífera. Río Negro es la quinta provincia productora de petróleo y la sexta en gas.

Respecto del Golfo San Matías y las actividades desarrolladas como centrales para la dinámica económica de la zona, son el turismo y la pesca. Se destaca como sector turístico toda la Bahía de San Antonio por su alto valor biológico y productivo por reunir una gran cantidad de especies animales. Las características del Golfo permiten el desarrollo de distintas actividades, entre las que se encuentran el avistamiento de ballenas, aves y lobos marinos, el buceo, la pesca deportiva y paseos en cuatriciclos, motocicletas y caballos.

Según se indicó en la entrevista con representantes del sector hotelero y gastronómico de la costa del Golfo San Matías, la mayor cantidad de servicios para el turismo se encuentra en Las Grutas con una capacidad estimada de 30 mil camas registradas.

La actividad pesquera, además de desarrollarse de manera industrial, se lleva adelante en la zona del Golfo también de manera artesanal, que incluye la recolección de pulpos, mariscos y bivalvos. De acuerdo con datos analizados y las entrevistas, los principales recursos que se explotan en el Golfo San Matías son:

- Langostino (apareció en el Golfo entre 2016 y 2018, actualmente endeble)
- Merluza (recurso histórico y actualmente endeble)
- Pulpitos, crustáceos y moluscos (práctica histórica realizada estacionalmente)

En 2023 desde la Subsecretaría de Pesca, se declaró la Emergencia Pesquera por un año (Decreto 480/2023). Y, en junio de 2024, mediante el Decreto provincial 551/2024, la emergencia fue prorrogada por un año más. Las causas o razones por la falta de recursos (merluza y langostinos) generan suspicacias y tensiones en el sector y entre los distintos actores involucrados en la actividad (pescadores industriales, pescadores artesanales, áreas de gobierno y control de la pesca, sindicatos, etc.). En los informes del Centro de Investigación Aplicada y Transferencia Tecnológica en Recursos Marinos Almirante Storni (CIMAS) se advierte que la sostenibilidad biológica de la merluza común en el Golfo se encuentra en riesgo.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
38
FOLIO N°

En cuanto a la condición de actividad de empleo, los datos del Censo 2022, indican que el 60% de la población de 14 años y más de la provincia se encuentra ocupada, mientras que el porcentaje desciende 3 puntos en el caso del departamento. El desempleo es en ambos casos de 8 puntos porcentuales y la tasa de actividad resulta en el departamento 3 puntos menor que la provincial (62 y 65%, respectivamente). Si se analiza la condición de actividad según sexo, se observa que en ambas jurisdicciones la tasa de desocupación resulta mayor en las mujeres.

5.3.1.6 Equipamiento Portuario

La provincia de Rio Negro cuenta con puertos marítimos, lacustres y fluviales. Entre los puertos marítimos con presencia en el Golfo San Matías se destaca el de San Antonio Este (como puerto mercante) que es de propiedad de la provincia de Rio Negro con una concesión privada a la empresa Patagonia Norte. Además, se encuentran el muelle de San Antonio Oeste (de propiedad municipal y vinculado a la actividad pesquera artesanal) y el muelle mineralero de Punta Colorada (en Sierra Grande, muelle de uso privado por MCC Minera Sierra Grande)[4].

El puerto de San Antonio Este se encuentra ubicado en la margen norte de Punta Villarino en el Golfo San Matías, Latitud 40° 48' Sur y Longitud 64° 52' Oeste; a sesenta kilómetros (60 Km.) de la Ciudad de San Antonio Oeste. Posee dos muelles de distintas características, es de aguas profundas y tiene 6 sitios de atraque, dos de los cuales (sitios 1 y 2, de 80 y 200 mts.) son los que resultarían aptos para el amarre de metaneros, ambos forman parte del muelle de ultramar. Cuenta con área portuaria de 50 ha. en el que hay espacio para galpones y sitios de acopio donde se puede montar nueva infraestructura y/o usar la existente. Cumple con las características necesarias y suficientes para ser el sitio donde se establezca el Centro de Soporte Logístico previsto por el proyecto FLNG (GOLAR).

El puerto de San Antonio Este opera todo el año, aunque por sus características de estar ligado estrechamente al sector agrícola, tiene su mayor movimiento durante los meses de cosecha que, en general, son cuatro meses que transcurren entre enero y mayo. Luego, según informó el referente del puerto entrevistado, actualmente el puerto tiene capacidad ociosa.

Según datos aportados en la entrevista al referente de Patagonia Norte en el puerto de SAE, las naves que ingresan y egresan mayormente son: buques bodega, buques de carga containerizadas y, en menor medida, buques pesqueros.

Según información suministrada por el referente de Prefectura Naval de SAO, los tipos de barcos que navegan en el Golfo son: artesanales (de rada o ría), costeros (lanchas), buques de altura y buques mercantes.

5.3.1.7 Transporte y Vías de Circulación

Los aeropuertos más cercanos a San Antonio Oeste son tres ubicados en Viedma, Puerto Madryn y Trelew; estos dos últimos pertenecientes a la provincia de Chubut. El aeropuerto internacional y con más frecuencia de vuelos es el de Trelew.

Las vías de circulación presentes en el área de influencia directa del proyecto son:

- **RN 3:** es la principal vía de circulación relacionada con el proyecto, en torno a la misma se ubica el ingreso a la Planta de TGS San Antonio Oeste y a los campos a ser utilizados por el proyecto.

[4] Gobierno Nacional. https://www.argentina.gob.ar/puertos-vias-navegables-y-marina-mercante/informaci%C3%B3n-portuaria/punta-colorada

- **RP 2**: vincula la RN 3 con la localidad de Las Grutas y esta última con San Antonio Oeste (Acceso Norte), así como también conecta Las Grutas con la RN 3 a través del Acceso Sur.

- **RN A025**: vincula la localidad de San Antonio Este con la RN 3.

- **Camino de los Pulperos:** se trata de un camino costero que vincula El Sótano y las playas ubicadas al sur de Las Grutas con el área de proyecto y con Punta Colorada. Se trata de un camino informal sin mantenimiento. A pesar de que en la cartografía suele aparecer como RP 1 o RP 2, no es una ruta formal, por lo que solo se mantiene por el paso de los vehículos. de los pulperos y turistas que recorren la costa.

5.3.1.8 Usos de Suelo

El proyecto se instala en la zona rural del municipio de San Antonio Oeste, entre la RN 3 y la costa atlántica, sobre la superficie de dos estancias privadas pertenecientes a los mismos dueños (Sociedad IBPatagonia). Son campos pequeños de distintas medidas. Se trata de una zona rural con propiedades privadas que históricamente se dedicaron a la producción ganadera, actualmente los campos de la región fueron abandonando la producción ganadera y en la mayoría de los casos también abandonaron la infraestructura de viviendas y productiva, por lo que es común encontrar campos abandonados.

Se identificaron los usos de suelo en el área de proyecto (zona rural), entre los que se destacan: la producción ganadera y la pesca de pulpito. Además de contar con un uso hidrocarburífero, teniendo en cuenta la existencia de la planta compresora de TGS-SAO; un uso de circulación teniendo en cuenta la Ruta Nacional 3 y el camino de los pulperos y un uso turístico de la costa y visita al "Fuerte Argentino" (formación geológica -meseta- sobre la costa del Golfo San Matías). Es importante destacar que el uso turístico se manifiesta casi exclusivamente en verano.

Con respecto a las instalaciones del proyecto y sus posibles interferencias en tierra, es importante destacar que el gasoducto terrestre comienza en la Planta de TGS San Antonio Oeste, ubicada en la superficie de la Ea. 'La Paula' y circulará por 15 km por la superficie de este campo hacia la costa. Actualmente la estancia convive con el funcionamiento de la planta de TGS y por la misma circula la traza del gasoducto San Martín. No existen interferencias significativas con infraestructura productiva ganadera, excepto por la presencia de alambrados de los distintos cuadros de los campos. El puesto de la Ea. Fuerte Argentino y la producción ganadera de este puesto se ubica al norte del sitio de obras propuesto.

Con respecto a la costa, si bien el sitio específico donde el gasoducto terrestre se conecta con el gasoducto marítimo no presenta interferencias antrópicas, se trata de una zona de pesca de pulpos, y atraviesa el Camino de los Pulperos, que es altamente utilizado tanto por pulperos como por turistas, especialmente en temporada estival. En el sector de la costa, más próxima al Fuerte Argentino se identificaron durante el trabajo de campo 7 puestos. Uno, especialmente se denomina El Fuerte Argentino y se encuentra en las inmediaciones de dicha formación. Se trata del sitio de mayor sensibilidad social del proyecto.

La actividad de pesca de pulpitos se realiza por grupos familiares de Las Grutas y San Antonio Oeste, quienes aprendieron la técnica de forma tradicional. Actualmente las familias se nuclean en la Asociación de Pulperos de Las Grutas y existe en formación otra asociación civil de San Antonio Oeste. Es una actividad estacional que se realiza entre octubre y abril aproximadamente; aunque algunas familias realizan la actividad todo el año. Se realiza en la zona de la restinga en la costa del Golfo San Matías entre Las Grutas, desde el sector conocido como "El Sótano" y hasta 20 km al sur del Fuerte Argentino, el sector denominado "la isla" o "la isla de los pájaros" cerca del Parque Nacional Islote Lobos.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
39
FOLIO N°

5.3.2 Estudio de Percepción

El gobierno provincial apoya firmemente estos proyectos, viendo en ellos una oportunidad para reactivar la economía regional en un contexto de recesión nacional y declive de las industrias pesquera y frutícola. Desde sectores comerciales y sindicales tienen expectativas de poder insertarse en la cadena de suministros del proyecto.

A pesar del apoyo institucional y empresarial, los riesgos para la licencia social del proyecto son altos, particularmente entre las organizaciones socioambientales opositoras a las actividades de hidrocarburos en el Golfo y entre los pulperos, un sector vulnerable que depende de los servicios ecosistémicos de la zona de proyecto. Desde estos sectores opositores y críticos, hay un descreimiento en la concreción de estos proyectos por parte de algunos actores locales, especialmente en lo relacionado a la transparencia de las empresas y el uso de técnicas sísmicas en el Golfo, lo que ha generado dudas sobre la afectación de esta actividad a los recursos pesqueros. En el sector pesquero artesanal, existe una reticencia inicial hacia los proyectos hidrocarburíferos, pero también se ven oportunidades para brindar servicios vinculados al desarrollo de los puertos y el transporte de agua.

En términos generales las partes interesadas consideran necesario fortalecer las instituciones locales y asegurar una serie de monitoreos ambientales adecuados, en conjunto con el CIMAS. Se destaca como muy relevante desarrollar un plan de comunicación robusto para gestionar los impactos sociales y ambientales del proyecto, ya que hay una falta de participación y consulta previa con los actores locales respecto del desarrollo de la actividad hidrocarburífera en el Golfo vinculada a la modificación de la Ley que regula estas actividades. Asimismo, se registra una muy alta expectativa sobre el proyecto en cuanto a su aporte en la dinámica económica local mediante la generación de empleo directo e indirecto, así como sobre la contratación de servicios.

5.3.3 Arqueología

En el sector del litoral marítimo rionegrino (Golfo San Matías), se localizaron una serie de sitios arqueológicos, correspondientes a sociedades cazadoras recolectoras. Las costas N y O del Golfo San Matías son espacios con diferentes características geomorfológicas y ambientales que implicaron un uso diferencial por parte de estas sociedades y que dieron como resultado registros materiales con características distintas (Carranza, 2023; Favier Dubois y Borella, 2011). Entre los sitios arqueológicos que pueden mencionarse sobre la costa O del golfo son los de San Antonio Oeste, Mar Grande, Las Grutas N y S, El Sótano, El Fuerte, Camino de los Pulperos, Bahía Pozos, Playas Doradas, Arroyo Verde y Bahía Lobos (entre otros), alcanzan una profundidad temporal de entre los 7.000 a los 6.000 años AP (Borella et al., 2004, 2020).

Estos sitios están compuestos por conjuntos de material lítico, cerámico (fragmentos), evidenciando en ciertos casos el aprovechamiento de fauna ictícola, malacológica y de mamíferos marinos. La mayoría de estos presentan como evidencia el aprovechamiento de moluscos, con acumulaciones de valvas, principalmente de mejillones (*Mytilus edulis*) y cholgas (*Aulacomya ater*), datando del Holoceno medio y tardío (Alberti, 2019; Di Lorenzo et al., 2022). Estas acumulaciones no superan los 30 cm de espesor y son visibles en playas y médanos, aunque su detección se complica en terrazas con vegetación variable ((Borella et al., 2020; Carranza, 2017; Carranza y Alberti, 2018; Di Lorenzo et al., 2022).

Además, se han recuperado restos humanos fragmentados en el sitio San Antonio Oeste, junto con otros materiales arqueológicos, como desechos de talla, acumulaciones de valvas, cáscaras de huevo de choique y otros restos arqueofaunísticos (Borella et al., 2004, 2020).

Estos hallazgos dan cuenta que, desde finales del siglo XIX y principios del XX, la costa O del golfo de San Matías fue utilizada para la captura artesanal de moluscos cefalópodos (pulpeo), con acceso mediante la RP Nº 2, un camino que podría haber existido desde el siglo XVIII, inicialmente utilizado por grupos indígenas nómades para sus desplazamientos y aprovechamiento de recursos marinos. En época colonial, esta vía conectaba originalmente Carmen de Patagones con el Fuerte San José, y más tarde, unió Las Grutas con Puerto Lobos. Durante gran parte del siglo XIX, el territorio estaba bajo control de los "pampas" o "tehuelches del norte" (Bustos, 1993), hasta que, a partir de la década de 1870, con la "campaña del desierto", el gobierno argentino consolidó su presencia en la región (Santa Ana et al., 2017)

En el marco del Estudio de Impacto Ambiental se debe evaluar la situación arqueológica del área en cuestión. El relevamiento de campo dio como resultado el registro de cinco (5) hallazgos arqueológicos, a los cuales se suma aquí un registro previo resultado de estudios precedentes, conformado por un total de dos (2) hallazgos. En términos operativos, estos se incluyen en la categoría de conjuntos de material lítico y/o hallazgos aislados; a la que se suma aquella denominada menciones especiales.

A partir de la ubicación de estos en relación a las labores proyectadas, se determina que uno de estos se incluye dentro de un Área de Influencia Directa (AID) y otro de un Área de Influencia Indirecta (AII), definidas para los diferentes componentes del Proyecto. En cuanto al resto de los hallazgos, estos lo hacen a distancias que exceden estas áreas y los alcances de dichas labores. A partir de ello, se le atribuye al Proyecto un nivel de Sensibilidad Arqueológica Media, donde en términos generales se predice un impacto negativo moderado sobre el registro.

Así, se recomiendan una serie de medidas de carácter preventivo/mitigatorio, con el objetivo de establecer una relación armónica entre el patrimonio y las futuras labores a desarrollar. El cumplimiento de tal objetivo dependerá íntegramente de la acción coordinada, responsable y comprometida de todos los actores sociales involucrados, sea personal de la proponente, comunidad, profesionales y estado.

5.3.4 Paleontología

El contexto geológico del área de estudio comprende en su mayor parte depósitos modernos de cobertura de origen aluvial, mientras que, en los sectores centrales y orientales, se registran exposiciones de rocas de origen marino de edad oligo-miocénica y, secundariamente, paleocena, con un diversificado registro fósil.

En particular, sobre la base de las informaciones estratigráficas presentes en la Hoja Geológica de la región (Hoja Geológica 4166-IV Sierra Grande; Busteros et al., 1998), en el área de estudio afloran, de las más modernas a las más antiguas, las siguientes unidades litoestratigráficas:

- Depósitos que cubren el pedimento inferior elaborado en la Fm. Gaiman (33), representados por arenas medianas y finas de edad pleistocénica.
- Depósitos que cubren el pedimento intermedio elaborado en la Fm. Gaiman (32), representados por arenas medianas y finas de edad pleistocénica
- Depósitos que cubren el pedimento labrado en la antigua planicie aluvial (29), compuestos principalmente por gravas y arenas de edad plio-pleistocénica.
- Depósitos de la Formación Rio Negro (26), compuestos principalmente por tobas finas, tobas calcáreas, conglomerados, areniscas y limos de dad mio-pliocénica.
- Depósitos de la Formación Puerto Madryn (25), compuestos por tobas, tufitas, areniscas y limolitas de edad miocénica.
- Depósitos de la Formación Gaiman (24), representados por tobas, areniscas tobáceas, calizas, coquinas y arcillitas de edad oligo-miocénica.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 40

- Depósitos de la Formación El Fuerte (20), representados principalmente por calizas, areniscas calcáreas y coquinas de edad paleocénica

Con el objetivo de evaluar el potencial paleontológico del área de estudio, además de la contextualización geológica, se realizaron tareas de relevamiento. La prospección paleontológica previa al proyecto de obra fue realizada a lo largo de distintos sectores, privilegiando cortes de bardas, acantilados, zanjones y/o releves donde pudieran apreciarse afloramientos de roca, posiblemente de bajo impacto antrópico y escasa cobertura vegetal o moderna; de la misma forma, se excluyeron aquellos sectores ya afectados por movimientos de suelo o alterados por distintas actividades antrópicas.

En particular, las zonas prospectadas presentan extensas coberturas de depósitos actuales, mientras que sedimentitas oligo-miocénicas de origen marino referibles a las formaciones Gaiman, Puerto Madryn y Roca, afloran limitadamente al corte de barda en el sector central del Área de Estudio. Además, depósitos de una cierta relevancia paleontológica se registran en proximidad de la costa, los cuales, sin embargo, se encuentran ampliamente cubiertos por sedimentos modernos de origen eólico. Por lo tanto, todas tareas que prevén movimiento de suelo en dichos sectores tendrán un cierto riesgo paleontológico.

6. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES

La identificación y la evaluación de los potenciales impactos ambientales se realizaron en base a antecedentes consultados, resultados de relevamientos y mediciones, modelaciones y estudios articulares desarrollados y criterio profesional de los especialistas que integran el equipo de trabajo.

Para esto se construyó una matriz de interacción tipo Leopold (Leopold et al. 1971). Este modelo matricial simple tiene dos dimensiones (las acciones del proyecto y los factores ambientales).

Tomando como base la descripción del proyecto que se presenta en el Capítulo 4 del presente estudio, se identificaron aquellas **acciones o aspectos del proyecto** que tengan el potencial de generar efectos, ya sean positivos o negativos, sobre el ambiente.

Tabla 5. Acciones consideradas en el análisis. Componentes on-shore.

ETAPAS	ACCIONES PRINCIPALES
COMPONENTES ON-SHORE	
Etapa de Construcción	Demanda de mano de obra, bienes y servicios
	Movimiento de vehículos y maquinaria
	Preparación del terreno
	Tendido del gasoducto (Apertura de zanja)
	Instalaciones superficiales del gasoducto (Construcción de fundaciones)
	Obrador/es
	Contingencias
Etapa de Operación	Mantenimiento del Gasoducto
	Contingencias

Los **Factores Ambientales**, por su parte, se agruparon respecto del medio al cual pertenecen, es decir, Medio Natural (físico y biótico) o Medio Social (socio-económico y cultural). Estos factores dependen de la zona donde se lleve a cabo cada proyecto. Para el caso bajo estudio los mismos se describieron en detalle en el Capítulo 6: Línea de Base Ambiental. Se incluyen dentro de los factores ambientales aquellos procesos que se dan de forma natural o inducida, que han sido identificados durante el diagnóstico ambiental de la zona y que pueden verse influidos, potenciados o minimizados por las acciones contempladas por el proyecto.

Tabla 6. Factores ambientales considerados en el análisis. Ambiente Terrestre.

FACTORES AMBIENTALES: AMBIENTE TERRESTRE	
Medio Físico	Rasgos geomorfológicos
	Suelos: calidad físico-química
	Aguas superficiales continentales: escurrimiento
	Aire: calidad físico-química
Medio Biótico	Vegetación
	Fauna terrestre
	Áreas de importancias para la conservación
Medio Socio Económico y Cultural	Circulación y movilidad
	Salud y seguridad laboral
	Salud y seguridad de la comunidad
	Seguridad patrimonial
	Género
	Usos del suelo
	Aspectos jurídico administrativos
	Opinión pública
	Organización social y comunitaria
	Economía local
	Economía regional
	Paisaje
	Patrimonio arqueológico
	Patrimonio paleontológico

Las posibles interacciones entre ambos representan los potenciales impactos de las acciones sobre los factores. Se entiende por impacto ambiental cualquier cambio que se provoca sobre el ambiente como consecuencia, directa o indirecta, de acciones antrópicas que puedan producir alteraciones susceptibles de afectar el mismo. Es decir, un impacto ambiental es la diferencia entre la forma en la que evolucionaría el ambiente (o alguno de sus componentes) si se llevara a cabo un determinado proyecto, y la forma en la que se desarrollaría si el proyecto no existiese.

Para la determinación de la significación del Impacto se aplicó la metodología propuesta por Vicente Conesa Fernandez-Vitora (1997), mediante la que se evaluó cada potencial impacto identificado previamente en función de su Importancia, que se resume a continuación:

$$I = \pm [3i + 2Ex + Mo + Pe + Rv + Si + Ac + Ef + Pr + Mc]$$

Donde:

± = signo
I = Importancia del Impacto
i = Intensidad o grado probable de destrucción
Ex = Extensión o área de influencia del impacto

FOLIO N° 41

Mo = Momento o tiempo entre la acción y la aparición del Impacto
Pe = Persistencia o permanencia del efecto provocado por el impacto
Rv = Reversibilidad
Si = Sinergia o reforzamiento de dos o más efectos provocados por el impacto
Ac = Acumulación o efecto de incremento progresivo
Ef = Efecto
Pr = Periodicidad
Mc = Recuperabilidad o grado posible de reconstrucción por medios humanos

En función de este modelo los valores extremos de la Importancia (I) pueden variar entre 13 y 100. Según esa variación, el impacto ambiental ha sido clasificado de acuerdo con la siguiente escala:

Impacto Positivo		Impacto Negativo	
Significación	Valoración	Significación	Valoración
Menor a 25	Bajo	Menor a 25	Bajo
Entre 26 y 50	Moderado	Entre 26 y 50	Moderado
Mayor a 51	Alto	Mayor a 51	Alto

6.1 ESTUDIOS ESPECIALES

En el marco del proceso de evaluación de los potenciales impactos ambientales, se llevaron a cabo Estudios Especiales que facilitaron la valoración de los mismos. Estos Estudios Especiales se presentan como Anexos a este Capítulo 7.

En el caso de la evaluación de los impactos vinculados con los Componentes on shore, estos son los Estudios Especiales a considerar:

- **Anexo 1: Estudio de Impacto Acústico Aéreo (On Shore)**
- **Anexo 2: Análisis de Riesgos Ambientales**

En el **Estudio de Impacto Acústico Aéreo** se analiza la propagación del ruido generado por las obras previstas y su potencial afectación sobre la población, de acuerdo a la Norma IRAM 4082/2021 "Ruidos Molestos al Vecindario". Se consideró el ruido asociado a la operación de un Obrador (con un nivel de emisión estimado en 100 dB(A)) y el ruido asociado a las tareas previstas para el tendido del gasoducto (con un nivel de emisión estimado en 118 dB(A)).

El **Análisis de Riesgos Ambientales** identifica y analiza los principales eventos contingentes vinculados a la Etapa Operativa del proyecto, a saber:

- Fuga de gas natural desde el gasoducto terrestre
- Fuga de gas natural desde el gasoducto submarino
- Derrame de GNL (a -162 °C) al agua (desde la FLNG)
- Derrame de HC al agua (desde la FLNG)
- Colisión de embarcaciones

En el caso de los Componentes on shore del proyecto, cobra relevancia la **Fuga de gas natural desde el gasoducto terrestre**.

Una fuga de gas desde el gasoducto puede provocar un incendio. El peor escenario se presenta cuando las rupturas son graves y se generan cráteres en el suelo. La formación de un cráter puede ser causada por la ruptura abrupta y catastrófica de una tubería de alta presión producida por un fallo en la línea (por ejemplo, un fallo mecánico) o por la ignición explosiva del gas acumulado que se escapa de un pequeño orificio en la pared de la tubería (una grieta en la soldadura, un orificio de corrosión o una perforación). La probabilidad de que el flujo de gas que se escapa a través del suelo ingrese a la atmósfera y se incendie accidentalmente, explote y rompa la tubería es muy baja. Pero que si el tamaño del defecto o la perforación exceden cierta longitud "crítica" (en la dirección longitudinal de la tubería), entonces la tubería podría romperse catastróficamente y crear un cráter. Una vez formado el cráter, el gas que se escapa de la tubería rota puede tener un "efecto de socavación" y arrastrar la tierra suelta o el material rocoso que encuentre a su paso e incluso podría expulsar enormes fragmentos de la tubería. Una vez liberado el metano a la atmósfera el mismo se puede encender o no. En caso de no encender, la nube de gas se dispersará.

Ante un fuga del gasoducto, la formación de una mezcla metano/aire y su movimiento dependen de la cantidad o tasa del derrame, la estabilidad de las condiciones atmosféricas, las condiciones de viento específicas y la temperatura de la atmósfera. Se deben considerar las condiciones meteorológicas (vientos, tormentas, descargas eléctricas), y otros factores que pueden influir en la dinámica de la mezcla. Inicialmente, la concentración de metano en la nube será muy alta (por encima del límite superior de inflamabilidad) e irá disminuyendo a medida que se mezcle con el aire. Cuando alguna parte de la mezcla alcance una concentración igual al límite inflamable superior (15% en metano), puede inflamar si encuentra una fuente de ignición.

Las posibles causas físicas que pueden provocar el encendido de los gases liberados por tuberías de alta presión se dividen en tres categorías:

- Causas naturales externas (rayos)
- Causas humanas externas (maquinaria, fuentes eléctricas)
- Causas generadas por liberación (generación de chispas por impactos entre escombros que viajan a altas velocidades después de una ruptura)

El incendio resultante probablemente encendería en retroceso a la fuente. Al quemarse en condiciones no confinadas, la velocidad de la llama del metano es demasiado baja para generar una explosión. La llama arderá hacia la fuente, y continuará ardiendo hasta extinguirse o que la fuente de metano se agote. La preocupación primaria en esta situación es el calor radiante generado por el fuego. Si la parte de la nube de metano/aire que está en el rango de inflamabilidad no encuentra una fuente de la ignición, el vapor de metano continuaría diluyéndose con el aire hasta concentraciones por debajo del límite inferior de inflamabilidad, por lo cual deja de presentar riesgo de incendio.

Bajo los criterios de seguridad que se contemplan en el marco del Proyecto FLNG GSM, la extensión del incendio no tendrá magnitudes significativas.

Los accidentes en gasoductos son poco frecuentes y a menudo implican una falta simultánea de varias condiciones de seguridad. Además, se registra una disminución importante en la frecuencia de falla con el tiempo, explicando este comportamiento principalmente por las mejoras en los métodos constructivos de los gasoductos.

De acuerdo al **Análisis de Riesgos Ambientales** (Riesgo = Frecuencia x Consecuencia) **la Fuga de Gas Natural desde el gasoducto terrestre presenta un riesgo muy bajo**, con una baja probabilidad de ocurrencia (menor de 1 vez en 50 años) que compensa las potenciales consecuencias ambientales (graves).

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
42
FOLIO N°

Para la Etapa Constructiva se considera la ocurrencia de un derrame de hidrocarburos y un incendio en el obrador o el frente de obra como los principales eventos contingentes posibles, cuya extensión no tendrá magnitudes significativas, de acuerdo a los criterios de seguridad que se contemplan en el marco del Proyecto FLNG GSM.

6.2 MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL: COMPONENTES ON SHORE

COMPONENTES ON SHORE GASODUCTO TERRESTRE / CABECERA		Etapa Constructiva							Etapa Operativa	
		Demanda de mano de obra, bienes y servicios	Movimiento de vehículos y maquinaria	Preparación del terreno	Tendido del gasoducto	Instalaciones superficiales del gasoducto	Obrador/es	Contingencias	Mantenimiento del gasoducto	Contingencias
Físico	Rasgos geomorfológicos				-36	-31				
	Suelos: calidad físico-química			**-44**	**-40**	-32		-39		-35
	Aguas superficiales continentales				-33	-33				
	Aire: calidad físico-química		-24	-28	-33	-28	-24	-33	-24	-32
Biótico	Vegetación			**-40**				-39		-35
	Fauna terrestre		-34	-32	-26	-21	-26	-39		-35
	Áreas de importancias para la conservación									
Socio Económico Cultural	Circulación y movilidad	-38	**-47**					**-40**	-29	-29
	Salud y Seguridad Laboral							-26		-30
	Salud y Seguridad de la Comunidad	-28	-28					-24		-24
	Seguridad Patrimonial	-27	-27				-27	-23		-26
	Género	-33	-33				-33			
	Uso del suelo		-39	-29	-29	-29	-29	-29		-25
	Aspectos Jurídico Administrativos							**-44**		**-47**
	Opinión Pública	**-41**						**-42**		**-66**
	Organización social y comunitaria	**41**						**42**		**66**
	Economía Local	**44**	35							
	Economía Regional	**50**								
	Paisaje		-24				-24	-35		-35
	Patrimonio arqueológico			**-41**	**-41**	**-41**				
	Patrimonio paleontológico			**-41**	**-53**	**-53**				

6.3 CONCLUSIONES

El Proyecto FLNG en Golfo San Matias tiene como propósito la producción y la exportación de gas natural licuado (GNL). El gas natural está catalogado como uno de los combustibles de la Transición Energética, ya que al ser una combustión más limpia que la de otros hidrocarburos fósiles, es el favorito para soportar las necesidades energéticas durante esta transición.

Argentina cuenta, en Vaca Muerta (Cuenca Neuquina), con una de las reservas de gas no convencional más grandes del mundo, por un total estimado en aproximadamente 300 TCF. Con un consumo interno de aproximadamente 1,5 TCF/año, resulta claro que para poder poner en valor dichas reservas se deben volcar al mercado internacional.

En este contexto, se espera que el Proyecto FLNG GSM genere para el país importantes beneficios, entre los cuales se pueden enumerar:

i. Puesta en valor de las reservas de gas natural disponibles, que de otro modo no se desarrollarían o lo harían muy tardíamente.
ii. Mayores ingresos provinciales a través de las regalías asociadas a esa mayor producción.
iii. Empleo directo e indirecto para el desarrollo de los campos gasíferos, la construcción de infraestructura y la operación del buque FLNG.
iv. Impacto positivo en la actividad de las economías regionales donde se desarrolle el proyecto.
v. Flujo de divisas positivo, dado que la totalidad de la producción será exportable tanto a nivel regional como global.
vi. Mejora de la balanza comercial energética por el aumento de exportaciones.
vii. Posicionamiento del país como un proveedor global, seguro y confiable de GNL.

Independientemente a la fundamentación del proyecto, la presente evaluación de impactos ambientales tiene como objetivo identificar los aspectos del proyecto que representan un potencial impacto para el ambiente y evaluar sus posibles efectos, permitiendo de esta manera diseñar recomendaciones y establecer las medidas de gestión ambiental necesarias para prevenir, reducir, manejar los impactos negativos, e incluso magnificar los eventuales impactos positivos.

Así, se evalúan las interacciones que podrían llegar a producirse entre las acciones con incidencia ambiental derivadas de los distintos componentes del Proyecto FLNG GSM y los factores del entorno susceptibles de ser influidos por tales acciones. De este modo, el análisis incluye las interacciones sobre el Medio Natural (factores físicos y bióticos) y el Medio Social (factores socio-económicos y culturales).

Medio Natural

En el Entorno Natural del Ambiente Terrestre se identifican impactos negativos de moderada y baja importancia. No se identificaron impactos negativos de alta importancia, ni tampoco impactos positivos.

Los impactos negativos de moderada importancia se focalizan sobre la vegetación y el suelo de la traza del gasoducto terrestre, vinculados con las tareas de desbroce de la pista (Preparación del terreno) y apertura de la zanja para el Tendido del gasoducto.

En cuanto a eventos contingentes en la Etapa Constructiva de los Componentes on shore del proyecto, se consideraron pequeños derrames de hidrocarburos al suelo (desde los mismos equipos de construcción) e incendios en la zona de obradores. Si bien se trata de eventos críticos, dada la escala de la obra y los criterios de seguridad que se contemplan, no representan un riesgo muy significativo (impactos negativos moderados).

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
43
FOLIO N°

Durante la Etapa Operativa del gasoducto no se identifican prácticamente impactos negativos, con excepción de eventos contingentes. En este caso, se consideró una Fuga de gas natural desde el gasoducto terrestre, con la ocurrencia de un ocasional incendio. De acuerdo al Análisis de Riesgos Ambientales (Riesgo = Frecuencia x Consecuencia), se trata de un evento de riesgo muy bajo, con una baja probabilidad de ocurrencia (menor de 1 vez en 50 años) que compensa las potenciales consecuencias ambientales (graves).

Medio Social

En el entorno socio económico y cultural se han identificado los impactos positivos asociados al desarrollo de la construcción y la operación tanto en los Componentes on shore como en los Componentes off shore. Estos se relacionan con la demanda de mano de obra, bienes y servicios; el movimiento de todo tipo de embarcaciones, vehículos y maquinarias; y actividades asociadas a los procesos de producción y operación del buque licuefactor. Los impactos positivos de estas acciones se verían reflejados predominantemente en la economía local y regional, la opinión pública y la organización social comunitaria.

Sin embargo, también se identifica como riesgo la falta de gestión adecuada de las expectativas económicas locales y provinciales. El desajuste entre las expectativas de desarrollo económico local y la realidad de la contratación externa subraya la importancia de implementar programas de capacitación y desarrollo de proveedores locales.

El proyecto hidrocarburífero en el Golfo San Matías enfrenta múltiples desafíos que deben ser abordados de manera integral para asegurar su viabilidad y sostenibilidad a largo plazo. Desde una perspectiva reputacional, se requiere una estrategia clara de construcción de apoyo público, que incluya no solo la transparencia y la comunicación con los sectores actualmente favorables, sino también una respuesta efectiva a las preocupaciones planteadas por las partes interesadas cuyas demandas provienen del sector ambientalista.

Los impactos negativos más altos están relacionados con contingencias, tanto en tierra como en costa y área marítima. Pero la mayoría de los impactos negativos identificados son moderados o bajos (que si se aplican correctamente los programas de prevención y gestión del Plan de Gestión Ambiental son impactos evitables).

Es importante destacar que la demanda de mano de obra y bienes puede generar un impacto negativo moderado sobre el componente género, si el proyecto no tiene en cuenta la contratación de mano de obra femenina, el cumplimiento adecuado del Código de Conducta ni se brinda capacitaciones al personal sobre la prohibición y la erradicación de cualquier conducta violenta por razones de género, lo que favorecería a que se acrecenté la brecha de género existente. Además, todas las acciones relacionadas con la presencia y/o la circulación cotidiana de trabajadores en la zona de proyecto y entre la misma y las localidades cercanas (Las Grutas, SAO y SAE) podrán generar impactos negativos en relación con la vulneración de derechos por razones de género entre la población.

Además, en cuanto a la institucionalidad, podrían verse afectadas las instituciones y organismos de salud, seguridad y monitoreo ambiental, en cuanto a sus recursos escasos para atender la demanda del proyecto por lo que se evidencia la necesidad de una planificación detallada de colaboración y fortalecimiento institucional para mitigar los riesgos asociados a la implementación del proyecto. Asimismo, es indispensable mejorar la infraestructura y los recursos de la Secretaría de Pesca y la Prefectura para garantizar una adecuada supervisión marítima.

El impacto en las actividades tradicionales de la región, como las pulperías, la pesca y el turismo, aunque limitado en algunos casos, podría generar tensiones si no se gestionan adecuadamente. La circulación en las zonas clave de pesca, como Fuerte Argentino, debe ser preservada mediante la implementación de medidas específicas y programas de mitigación para las familias de pulperos locales.

Finalmente, se identifica la necesidad de establecer un mecanismo de coordinación y planificación, con un enfoque en minimizar la interrupción de las actividades locales y asegurar la comunicación continua con las comunidades afectadas y partes interesadas. Se requiere de una gestión cuidadosa y una planificación estratégica para evitar conflictos y cumplir con las expectativas sociales y económicas que la región demanda.

7. MEDIDAS DE GESTIÓN AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL

A partir del análisis de impacto se elaboraron una serie de recomendaciones a tener en cuenta para la correcta gestión ambiental del proyecto, las cuales deberán ser luego implementadas a través de Programas de Gestión, integrados en un Plan de Gestión Ambiental (PGA).

Estas medidas deberán acompañar el desarrollo del proyecto para asegurar el uso sostenible de los recursos naturales involucrados y la protección del ambiente, incluyendo tanto los aspectos que hacen a la integridad del medio natural como aquellos que aseguran una adecuada calidad de vida para la comunidad involucrada.

SOUTHERN ENERGY S.A. será el principal responsable de velar por el cumplimiento del PGA, sin perjuicio de las atribuciones de las autoridades de aplicación.

Durante la etapa constructiva muchos de los programas deberán ser implementados por una empresa Constructora (CONTRATISTA). Es importante mencionar que la misma aún no se encuentra definida y surgirá del proceso de licitación que se lleve adelante en el marco de la materialización del proyecto. Quedará a criterio del SOUTHERN ENERGY S.A. (quien actuará como COMITENTE) definir una figura de inspección para el control de estas tareas.

Resulta importante mencionar que existen dos funciones separadas. Por un lado, el COMITENTE será el responsable del seguimiento de la obra y aprobará las certificaciones controlando la ejecución del PGA. No obstante, los incumplimientos o violaciones serán seguidos por las autoridades pertinentes, quienes exigirán el cumplimiento al responsable del proyecto (COMITENTE).

Durante la etapa operativa y abandono, el principal responsable de la implementación del PGA será SOUTHERN ENERGY S.A. empresa que tendrá la figura de OPERADOR.

Nuevamente, los incumplimientos o violaciones serán seguidos por las autoridades pertinentes.

Además de cumplir con los lineamientos propuestos en este EIA, el PGA deberá adaptarse a las normativas y dictámenes emitidos por las autoridades de aplicación que surjan del proceso de evaluación ambiental, así como a las modificaciones y ajustes que puedan surgir en el transcurso del desarrollo del proyecto.

Los programas deberán ejecutarse en el marco de la gestión ambiental adaptativa, en un proceso sistemático e iterativo de revisión y mejora continua.

A continuación, se presenta el resumen de las medidas y programas de gestión definidos para el Proyecto FLNG GSM.

7.1 GESTIÓN AMBIENTAL PARA ETAPA CONSTRUCTIVA

Tabla 7. Medidas y Programas de Gestión Ambiental para la Etapa Constructiva. Componentes On Shore.

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
Alteración del ambiente natural y social en general	Negativo Moderado	C1 – Seguimiento Ambiental de la Obra (engloba la gestión de todos los impactos que podrían ser generados por la construcción del proyecto)	Programa de Seguimiento Ambiental
			Programa de Gestión de Permisos y Habilitaciones
			Programa de Auditorías Ambientales
		C2 - Gestión Ambiental General de Obra (engloba la gestión de los impactos que podrían ser generados por las tareas típicas de obras).	Programa de Capacitación al Personal
			Programa de Manejo del Obrador y Depósitos Temporales
			Programa de Manejo de Residuos y Efluentes Líquidos y Gaseosos
			Programa de Mantenimiento y Control de Vehículos y Maquinaria
			Programa de Manejo de Tránsito y Señalización
			Programa de Manejo de Sustancias Peligrosas
Modificación de rasgos geomorfológicos	Negativo Moderado	C3 - Diseño del Tendido del Ducto, Futura Planta Compresora y Regulación de Actividades en Zonas Adyacentes	Sin programa asociado
		C5 - Gestión del Riesgo Hídrico	Programa de Gestión del Riesgo Hídrico
Alteración de la calidad físico-química de los suelos	Negativo Moderado	C3 - Diseño del Tendido del Ducto, Futura Planta Compresora y Regulación de Actividades en Zonas Adyacentes	Sin programa asociado

SECRETARIA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE FOLIO N° 44

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
		C6 – Gestión del Suelo	Programa de Identificación y Gestión de Pasivos y Áreas Degradadas
			Programa de Rehabilitación de las Condiciones Edafológicas y Restablecimiento de la Vegetación
		C9 - Monitoreo	Programa de Monitoreo de Suelos
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Modificación del escurrimiento en aguas superficiales continentales	Negativo Moderado	C3 - Diseño del Tendido del Ducto, Futura Planta Compresora y Regulación de Actividades en Zonas Adyacentes	Sin programa asociado
		C5 - Gestión del Riesgo Hídrico	Programa de Gestión del Riesgo Hídrico
Alteración de la calidad físico-química del agua	Sin impacto	C4 - Gestión del Agua Resultante de la Prueba Hidráulica	Sin programa asociado
Modificación de la calidad físico-química del aire	Negativo Moderado - Bajo	C2 - Gestión Ambiental General de Obra	Programa de Mantenimiento y Control de Vehículos y Maquinaria
			Programa de Manejo del Obrador y Depósitos Temporales
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Pérdida/afectación de vegetación	Negativo Moderado	C3 - Diseño del Tendido del Ducto, Futura Planta Compresora y Regulación de Actividades en Zonas Adyacentes	Sin programa asociado
		C7 – Gestión de la Vegetación	Programa de Manejo y Protección de Fauna y Flora

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
			Programa de Rehabilitación de las Condiciones Edafológicas y Restablecimiento de la Vegetación
		C9 - Monitoreo	Programa de Monitoreo Vegetación
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación fauna terrestre	Negativo Moderado	C2 - Gestión Ambiental General de Obra	Programa de Manejo del Tránsito y Señalización
		C3 - Diseño del Tendido del Ducto, Futura Planta Compresora y Regulación de Actividades en Zonas Adyacentes	Sin programa asociado
		C8 – Gestión de la Fauna	Programa de Manejo y Protección de Fauna y Flora Terrestre
		C9 - Monitoreo	Programa de Monitoreo de Ruido
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación del patrimonio arqueológico	Negativo Moderado	C11 - Gestión del Patrimonio Arqueológico	Programa de Gestión del Patrimonio Arqueológico
Afectación del patrimonio paleontológico	Negativo Moderado	C12 - Gestión del Patrimonio Paleontológico	Programa de Gestión del Patrimonio Paleontológico
Modificación del paisaje	Negativo Bajo	C13 - Gestión de Impactos sobre el Paisaje	Programa de Manejo del Tránsito y Señalización
			Programa de Manejo de Residuos y Efluentes Líquidos y Gaseosos

SECRETARIA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE
FOLIO N° 54

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
			Programa de Identificación y Gestión de Pasivos y Áreas Degradadas
			Programa de Rehabilitación de las Condiciones Edafológicas y Restablecimiento de la Vegetación
Afectación a la circulación y movilidad	Negativo Moderado	C2 - Gestión Ambiental General de Obra	Programa de Manejo del Tránsito y Señalización
			Programa de Manejo del Obrador y Depósitos Temporales
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
		C16 - Gestión de Circulación de Vehículos y Maquinarias	Programa de Manejo del Tránsito y Señalización
Afectación de la Salud y Seguridad Laboral	Negativo Moderado-Bajo	C17 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Programa de seguridad e higiene laboral
			Código de conducta
			Programa de contratación de mano de obra local
			Programa de contratación de servicios y desarrollo de proveedores locales
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación de la Salud y seguridad de la Comunidad	Negativo Moderado-Bajo	C17 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Código de conducta
			Programa de seguridad patrimonial y protección de la comunidad

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación de la Seguridad Patrimonial	Negativo Moderado-Bajo	C17 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Código de conducta
			Programa de seguridad patrimonial y protección de la comunidad
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación de Género	Negativo Moderado	C14 – Gestión Social C17 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Programa de acción de género
Alteración del Uso de Suelo	Negativo Moderado	C6 – Gestión del Suelo	Programa de Rehabilitación de las Condiciones Edafológicas y Restablecimiento de la Vegetación
Afectación de Aspectos Jurídico Administrativos	Negativo Moderado	C9 – Gestión Social	Plan de Gestión Social Programa de Comunicación para la Información y Participación Comunitaria Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	
		C15 – Comunicación y Participación	
Opinión Pública	Negativo Moderado	C15 – Comunicación y Participación	Programa de Comunicación para la Información y Participación Comunitaria
		C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
		C14 – Gestión Social	Plan de Gestión Social

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C CLIMÁTICO FOLIO N° 46

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
Organización social y comunitaria	Positivo Moderado	C10 – Gestión y Prevención de Contingencias	Programa de Comunicación para la Información y Participación Comunitaria Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
		C15 – Comunicación y Participación	
Economía Local	Positivo Moderado	C17 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Programa de contratación de mano de obra local
			Programa de contratación de servicios y desarrollo de proveedores locales
Economía Regional	Positivo Moderado	C17 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Programa de contratación de mano de obra local
			Programa de contratación de servicios y desarrollo de proveedores locales

7.2 GESTIÓN AMBIENTAL PARA ETAPA OPERATIVA

Tabla 8. Medidas y Programas de Gestión Ambiental para la Etapa Operativa. Componentes On Shore.

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
Alteración del ambiente natural y social	Negativo Moderado	O1 – Seguimiento Ambiental de la Operación (engloba la gestión de todos los impactos que podrían ser generados por la operación proyecto).	Programa de Seguimiento Ambiental
			Programa de Gestión de Permisos y Habilitaciones
			Programa de Auditorías Ambientales
		O2 - Gestión Ambiental General de la Operación (engloba la gestión de los impactos que podrían ser generados por las tareas típicas de operación).	Programa de Capacitación al Personal
			Programa de Manejo de Residuos y Efluentes Líquidos y Gaseosos
			Programa de Mantenimiento y Control de Vehículos y Maquinaria
			Programa de Manejo de Tránsito y Señalización
Modificación de la calidad físico-química del aire	Negativo Moderado	O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Modificación de la calidad físico-química del aire	Negativo Moderado-Bajo	O2 - Gestión Ambiental General de la Operación	Programa de Mantenimiento y Control de Vehículos y Maquinaria
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Pérdida/afectación de vegetación	Negativo Moderado	O3 – Gestión de la Vegetación y de la Fauna	Programa de Manejo y Protección de Fauna y Flora
			Programa de Rehabilitación de las Condiciones Edafológicas y Restablecimiento de la Vegetación
		O4 - Monitoreo Ambiental	Programa de Monitoreo Vegetación

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación fauna terrestre	Negativo Moderado	O3 – Gestión de la Vegetación y de la Fauna	Programa de Manejo y Protección de Fauna y Flora
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación a la circulación y movilidad	Negativo Moderado	O2 - Gestión Ambiental General de la Operación	Programa de Manejo de Tránsito y Señalización
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
		O8 - Gestión de Circulación de Vehículos y Maquinarias	Programa de Manejo de Tránsito y Señalización
Afectación de la Salud y Seguridad Laboral	Negativo Moderado-Bajo	O9 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Programa de seguridad e higiene laboral
			Código de conducta
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Afectación de la Salud y seguridad de la Comunidad	Negativo Bajo	O9 – Gestión de Mano de Obra, Salud y Seguridad Laboral	Programa de seguridad patrimonial y protección de la comunidad
Afectación de la Seguridad Patrimonial	Negativo Moderado	O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Modificación del Uso de Suelo	Negativo Bajo		

Potenciales Impactos Ambientales		Gestión Ambiental de los Impactos	
Impacto	Valoración	Medida	Programa
Afectación de Aspectos Jurídico Administrativos	Negativo Moderado	O6 – Gestión Social	Plan de Gestión Social Programa de Comunicación para la Información y Participación Comunitaria Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
		O7 – Comunicación y Participación	
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	
Opinión Pública	Negativo Alto	O7 – Comunicación y Participación	Programa de Comunicación para la Información y Participación Comunitaria
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore
Organización social y comunitaria	Positivo Alto	O7- Comunicación y Participación	Plan de Gestión Social Programa de Comunicación para la Información y Participación Comunitaria
		O5 – Gestión y Prevención de Contingencias	Plan de Contingencias Ambientales On-Shore

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C
FOLIO N° 48
LEGALIZADO

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C
48
FOLIO

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 2: Presentación

Octubre 2024

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C
50
FOLIO N°
CUMPLIDO

CAPÍTULO 2: PRESENTACIÓN

ÍNDICE

1. PRESENTACIÓN 3
2. FUNDAMENTACIÓN DEL PROYECTO 6
3. OBJETIVO, ALCANCE Y MARCO NORMATIVO DEL ESTUDIO 7
4. METODOLOGÍA DE TRABAJO 8
5. ORGANIZACIÓN DEL ESTUDIO 10
6. DATOS DEL PROPONENTE DEL PROYECTO 12
7. DATOS DE LA CONSULTORA A CARGO DEL ESTUDIO 13
8. ANEXOS 15

1. PRESENTACIÓN

El presente informe constituye el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG en el Golfo San Matías (Proyecto FLNG GSM) de la empresa SOUTHERN ENERGY. El mismo fue elaborado por la Consultora SERMAN & ASOCIADOS en el marco de la Ley Provincial 3.266 y su Decreto Reglamentario 656/2004.

El Proyecto FLNG GSM consiste en la instalación de una unidad flotante de licuefacción (FLNG) de gas natural para la producción y la exportación de gas natural licuado (GNL), con una capacidad nominal de 2,4 millones de toneladas por año (MTPA).

El Proyecto FLNG GSM comprende:

- La infraestructura local para abastecer con gas natural a la FLNG.
- El sistema de amarre de la FLNG.
- Los servicios de soporte a la FLNG.
- La operación de la FLNG para la producción de GNL.
- La recepción y la carga de buques metaneros para su exportación.

Los principales componentes del Proyecto FLNG GSM en esta instancia, son:

- Instalaciones *on shore*:
  - Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
  - Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.
- Instalaciones *off shore*:
  - Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.
  - Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[1] de profundidad.
- FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

El FLNG que se utilizará es el HILLI EPISEYO de la empresa GOLAR, el que opera como tal desde el año 2018.

[1] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C. CLIMATICO
FOLIO N° 51

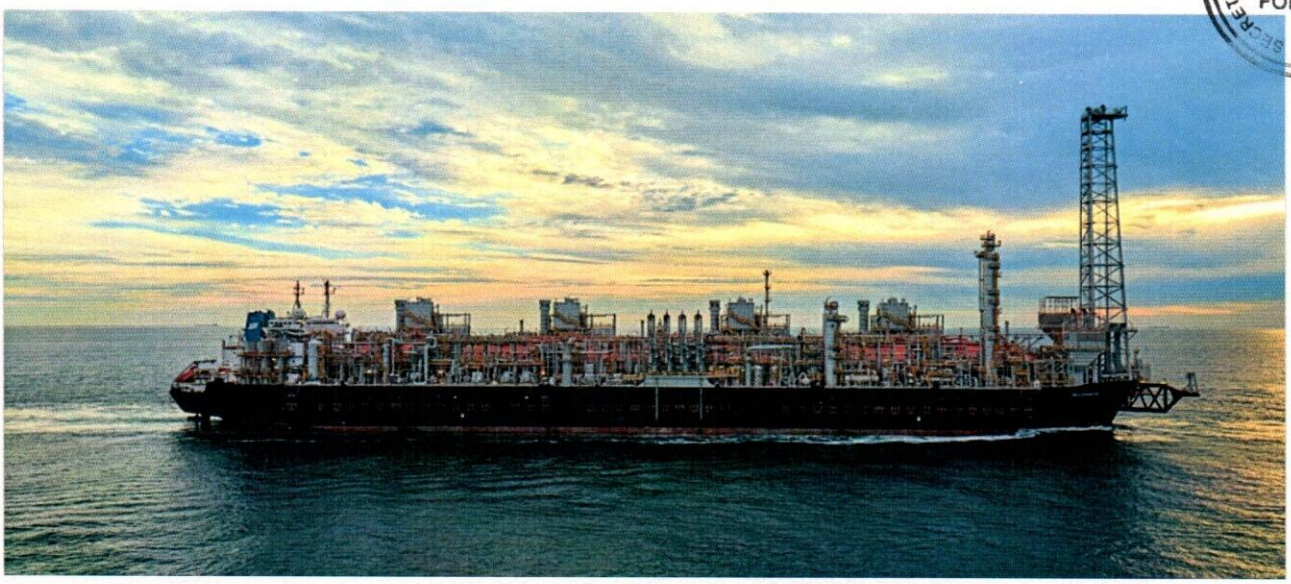


Figura 1. Golar Hilli Episeyo FLNG.

Figura 2. Buque metanero abarloado a Golar Hilli Episeyo FLNG para la carga de GNL.

El Proyecto FLNG GSM se emplazará en la provincia de Río Negro, a 35 km al sur de la localidad de Las Grutas. La FLNG se ubicará en las aguas del Golfo San Matías a 4,5-7 km de la costa. Por su parte, el Centro de Soporte Logístico del proyecto se ubicará en el Puerto San Antonio Este.

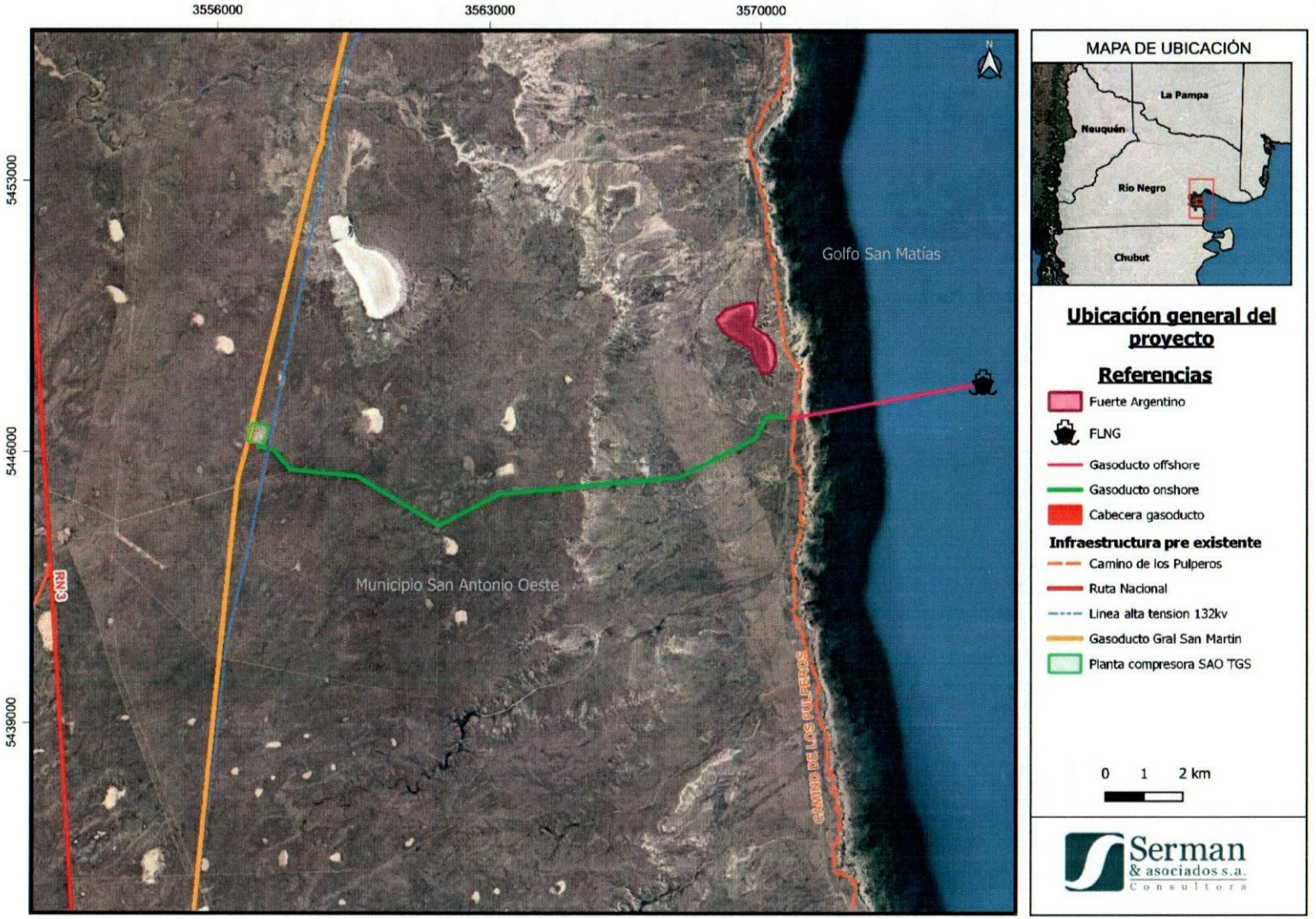


Figura 3. Ubicación del Proyecto FLNG en Golfo San Matías, Provincia de Río Negro.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C. CLIMATICO
52
FOLIO N°

2. FUNDAMENTACIÓN DEL PROYECTO

Argentina cuenta, en Vaca Muerta (Cuenca Neuquina), con una de las reservas de gas no convencional más grandes del mundo, por un total estimado en aproximadamente 300 TCF.

Considerando que el consumo de gas natural en el país es de aproximadamente 1,5 TCF/año, a ese ritmo dichas reservas serían suficientes para satisfacer más de 200 años de demanda local. En la medida en que avance la transición energética y el consumo de hidrocarburos fósiles sea reemplazado por otros tipos de energía, resulta claro que para poder poner en valor dichos recursos se deben buscar nuevas alternativas de comercialización del gas.

Por otra parte, el gas natural está catalogado como uno de los "combustibles de la transición energética", ya que al ser una combustión más limpia que la de otros hidrocarburos fósiles, es el favorito para soportar las necesidades energéticas durante la transición. Esto crea una oportunidad de mercado significativa, ya que el consumo de gas a nivel global debería aumentar marcadamente en un futuro no muy lejano. La búsqueda de la "seguridad energética" de los países, asociada a los conflictos recientes que amenazaron la estabilidad energética de algunos países, en particular europeos, contribuyen también a generar esta mayor demanda hacia el gas natural.

La forma de poder conectar mercados de gas natural que se encuentran muy distantes con el recurso disponible en Vaca Muerta es a través del "gas natural licuado" (o GNL). El GNL es el gas natural en estado líquido, lo que permite almacenarlo y transportarlo a esos mercados.

El proceso de licuefacción del gas natural puede hacerse con varias tecnologías, una de ellas consistente en una planta de licuefacción flotante (o FLNG) como la que utilizará este proyecto. El FLNG, en contraposición a una planta en tierra, tiene algunas ventajas importantes: (i) el tiempo necesario para poder poner en producción un proyecto se acorta, ya que se utilizan unidades disponibles en el marcado, (ii) los recursos financieros necesarios para el proyecto se minimizan dado que la planta (que es el componente de mayor costo de la inversión) está ya construida, (iii) los costos de producción resultan menores o al menos comparables a los de una planta en tierra, por los menores costos financieros.

Un proyecto como este generará para el país importantes beneficios, entre los cuales se pueden enumerar:

i. Puesta en valor de las reservas de gas natural disponibles, que de otro modo no se desarrollarían o lo harían muy tardíamente
ii. Mayores ingresos provinciales a través de las regalías asociadas a esa mayor producción
iii. Empleo directo e indirecto para el desarrollo de los campos gasíferos, la construcción de infraestructura y la operación del FLNG
iv. Impacto positivo en la actividad de las economías regionales donde se desarrolle el proyecto
v. Flujo de divisas positivo, dado que la totalidad de la producción será exportable tanto a nivel regional como global
vi. Mejora de la balanza comercial energética por el aumento de exportaciones
vii. Posicionamiento del país como un proveedor global seguro y confiable de GNL

3. OBJETIVO, ALCANCE Y MARCO NORMATIVO DEL ESTUDIO

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) tiene como objetivo fundamental identificar aquellos aspectos ambientales del proyecto que resulten de mayor significación para el ambiente, de manera tal de brindar las medidas de gestión ambiental necesarias para prevenir, reducir, manejar e incluso compensar las potenciales afectaciones que puedan generarse en las distintas etapas. Para esto, resulta fundamental conocer los aspectos del proyecto que puedan modificar el medio, detallar las características del ambiente natural y antrópico que definen el área de implantación del mismo y finalmente analizar sus vinculaciones identificando potenciales afectaciones.

El desarrollo del Proyecto FLNG GSM contempla la infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas natural a la FLNG, el sistema de amarre y los servicios de soporte a la FLNG, la operación de la FLNG para la producción de GNL y el despacho de GNL a través de buque metaneros.

Por lo tanto, el alcance del presente Estudio de Impacto Ambiental comprende la construcción de una instalación desde donde se desvíe el gas natural que se transporta a través del Gasoducto San Martin (Cabecera), un gasoducto terrestre de aproximadamente 14-15 km de extensión y un gasoducto submarino de entre 4,5-7 km extensión hasta el sistema de amarre de la FLNG. También comprende un Centro de Soporte Logístico a instalarse en el Puerto san Antonio Este.

Es importante mencionar que las características del proyecto determinan la existencia de intervenciones por parte de diferentes autoridades de carácter sectorial o jurisdiccional que establecen implicancias que requerirán una gestión articulada ante diferentes autoridades competentes, existiendo alguna de ellas con un papel clave para la aprobación del mismo.

En el presente se ha adoptado el criterio metodológico de destacar una o más autoridades claves o centrales para la aprobación del proyecto (siguiendo en cierta forma el modelo del derecho comparado de identificar un organismo coordinador (*Lead Agency*) o autoridad de aplicación con poder decisorio central para el proyecto, dejando a salvo la participación y las competencias de otros organismos. En este sentido, el proyecto tendrá como autoridades claves a la Secretaría de Energía y el ENARGAS, en lo que hace a la obra en sí (gasoducto), Prefectura Naval Argentina y la Subsecretaria de Puertos Vías Navegables y Marina Mercante, en lo que respecta a las instalaciones portuarias y tránsito naval; y las Autoridades Ambientales correspondientes a la Provincia de Río Negro y municipales en lo que hace al uso de los recursos, aspectos de ordenamiento, planes, etc.

Así, el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) en la Provincia de Río Negro se encuentra regulado en la Ley Provincial 3.266 y su Decreto Reglamentario 656/2004), la cual lo considera como un instituto necesario para la conservación del ambiente en todo el territorio de la provincia a los fines de resguardar los recursos naturales dentro de un esquema de desarrollo sustentable, siendo sus normas de orden público.

Es importante tener presente que esta ley considera a la EIA como procedimiento destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir o mitigar, las consecuencias o efectos que acciones o proyectos públicos o privados, puedan causar al equilibrio ecológico, al mantenimiento de la calidad de vida y a la preservación de los recursos naturales existentes en la provincia. De ahí que todo proyecto de obras o actividades capaces de modificar, directa o indirectamente el ambiente del territorio provincial, deberán obtener una Resolución Ambiental (RA), expedida por la Autoridad Ambiental Provincial. La RA constituye la última etapa de la EIA, y es requisito indispensable para que los organismos públicos centralizados o descentralizados de la administración pública provincial y/o municipal con competencia en la obra y/o actividad, puedan autorizar la ejecución de las obras o actividades.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
53
FOLIO N°

4. METODOLOGÍA DE TRABAJO

En base al objetivo y el alcance del estudio, se delineó el proceso metodológico para elaborar el presente Estudio de Impacto Ambiental (EIA), el cual se basó en el siguiente itinerario:

1. Confección del equipo de trabajo interdisciplinario, diseño del estudio y planteo de estudios de línea de base. Desde el comienzo de la confección del estudio fue posible avanzar en las diferentes temáticas de manera conjunta y coordinada.

2. Recopilación y análisis de la información antecedente coleccionada sistemáticamente. Una vez compilada toda la bibliografía se procedió a la identificación de la misma, de manera de utilizar solo la información pertinente, determinando la validez del uso de la misma.

3. En paralelo al análisis de la información se realizaron los relevamientos de campo los cuales tuvieron como finalidad validar la información preexistente, así como también la generación de información nueva.

   A continuación, se listan los estudios de base de los que se nutrió el presente EIA:

   Estudios de base del medio físico:

   - Estudio de susceptibilidad geológica en el área de implantación terrestre
   - Estudios de riesgo hídrico en el área de implantación terrestre
   - Muestreo de calidad de aire
   - Muestreo de calidad de suelo
   - Mediciones de ruido ambiente
   - Modelización de la dinámica hídrica en el área de localización de la FLNG
   - Muestreos de calidad de agua de mar
   - Muestreos de calidad de sedimentos

   Estudios de base del medio biológico:

   - Relevamiento de flora y fauna en el área de implantación terrestre
   - Relevamiento de aves costeras
   - Relevamiento de reptiles, aves y mamíferos marinos en el espacio acuático
   - Muestreo de comunidades planctónicas
   - Muestreo de comunidades bentónicas
   - Muestreo de comunidades demersal pelágicas

   Estudios de base del medio social:

   - Relevamiento de usos del suelo y el espacio acuático
   - Mapeo de partes interesadas y estudio de percepción
   - Estudio de impacto arqueológico en el área de implantación terrestre
   - Estudio de impacto paleontológico en el área de implantación terrestre

4. Elaboración de una síntesis de las principales características de proyecto, así como también del análisis de las acciones susceptibles de generar impactos ambientales. Para tal fin fue necesario el análisis de la información existente sobre el proyecto y la interacción con los responsables de la formulación de distintos aspectos del proyecto.

5. Análisis de la normativa aplicable determinando jurisdicciones involucradas en la evaluación y aprobación del EIA; responsabilidades, derechos y obligaciones, y requerimientos ambientales específicos; coherencia de los requerimientos, plazos y presentaciones, así como el marco legal ambiental en el cual se encuadra el proyecto. A partir de este análisis se obtuvo una síntesis del contexto institucional y normativa en la cual se encuadra el mismo.

6. Confección de la Línea de Base Ambiental mediante la recopilación y el análisis de la información existente y la evaluación de los resultados de los estudios de base, constituyendo un diagnóstico ambiental en el cual se consideran los aspectos relacionados con el medio físico, el medio biótico y el medio socio-económico del área del proyecto.

7. Identificación y valoración de los impactos ambientales asociados al proyecto, el cual surge como resultado del análisis de las relaciones causales entre las acciones del proyecto y los factores del medio descriptos en la línea de base ambiental. Para tal fin se construyó una matriz de interacción tipo Leopold, la cual tiene un carácter cuantitativo en donde cada impacto ha sido calificado según su importancia.

8. Identificación de las medidas de protección ambiental para ambas fases del proyecto (construcción y operación), las cuales están destinadas a prevenir, minimizar, controlar o compensar los impactos ambientales negativos identificados durante la etapa de valoración de los impactos ambientales.

9. Elaboración de los lineamientos del Plan de Gestión Ambiental, incluyendo el Plan de Monitoreo de los aspectos ambientales.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
54
FOLIO N°

5. ORGANIZACIÓN DEL ESTUDIO

Por requerimiento de la Autoridad Ambiental de la Provincia de Río Negro y con el objetivo de facilitar su evaluación, se ha dividido el presente Estudio de Impacto Ambiental en dos estudios complementarios, autosuficientes pero dependientes uno del otro. Uno de los estudios estará abocado a la evaluación de los impactos derivados de los componentes *on shore* del proyecto, y el otro estudio estará destinado a la evaluación de los impactos derivados de los componentes *off shore* del proyecto. No obstante, es importante señalar que se trata de componentes de un mismo proyecto, porque los componentes por sí solos no son funcionales. Se necesita de la ejecución de todos los componentes para la viabilidad del proyecto. Por lo tanto, esta división que se propone responde, exclusivamente, a facilitar el proceso de evaluación.

Por lo tanto, se define el **Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG en Golfo San Matías – Componentes On Shore**, acotado a la evaluación ambiental de los siguientes componentes del proyecto:

- Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
- Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.

Y se define el **Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG en Golfo San Matías – Componentes Off Shore**, acotado a la evaluación ambiental de los siguientes componentes del proyecto:

- Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.
- Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[2] de profundidad.
- FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

La división estructural de ambos estudios es clara y está definida por el punto sobre la costa (Tie-In), punto de transición entre el gasoducto terrestre y el gasoducto submarino. La división conceptual es más compleja y será abordada en cada caso.

El presente constituye el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto FLNG GSM – Componentes On Shore.

Ambos EIA han sido organizados en los mismos 8 capítulos, a partir de los cuales se buscó garantizar el orden y la cohesión necesaria de modo de permitir una mayor facilidad al momento de abordar la lectura de los mismos.

En el **Capítulo 1** de los estudios se presenta el **Resumen Ejecutivo**. Este documento reúne los aspectos más significativos de los capítulos que conforman el Estudio de Impacto Ambiental. No obstante, no debe perderse de vista que este documento constituye una síntesis de dicho estudio, por lo que gran parte de la información que se presenta en el EIA ha sido dejada de lado. En este contexto, para la adecuada compresión de todos los aspectos debe ser considerado este resumen junto con el cuerpo principal del EIA. *El Resumen Ejecutivo es particular para cada EIA.*

[2] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

El presente texto forma parte del **Capítulo 2**, siendo el documento de **Presentación** de los estudios. En esta sección se establece el propósito y los objetivos del EIA. No solo se describe el alcance de la evaluación sino que se lleva a cabo una sucinta explicación del proyecto a evaluar permitiendo comprender de mejor manera los capítulos subsiguientes. *Este Capítulo 2 se repite casi sin diferencias en uno y otro EIA.*

Por su parte, en el **Capítulo 3** se presenta el **Marco Legal e Institucional** asociado al proyecto. En esta sección se analiza el marco normativo nacional, provincial, municipal y sectorial en base a cual se realizará el estudio (leyes, resoluciones, autoridad de aplicación, etc.), generando un documento que resume las principales implicancias de las diversas normas consideradas para este proyecto en particular. *Este Capítulo 3 se repite sin diferencias en uno y otro EIA.*

El **Capítulo 4** corresponde a la **Descripción del Proyecto**, presentándose en este la información disponible tanto para la etapa de construcción como de operación. De este modo, en el citado capítulo se describen los aspectos claves del proyecto, con el objetivo de proveer la información suficiente sobre el mismo que luego sirva de insumo para la evaluación de los impactos ambientales. *Este Capítulo 4 se repite sin diferencias en uno y otro estudio, porque se asume la necesidad de conocer la totalidad del proyecto en su conjunto.*

En el **Capítulo 5** se definen las **Áreas de Influencia del Proyecto**, en función de los distintos factores ambientales que se abordan en el estudio. *Este Capítulo 5 se repite casi sin diferencias en uno y otro estudio.*

En el **Capítulo 6** se presenta la **Línea de Base Ambiental** (LBA) donde se describe el **Medio Físico** (**Parte 1**), el **Medio Biótico** (**Parte 2**) y el **Medio Social** (**Parte 3**) del área de implantación del proyecto. *Tanto la LBA del Medio Físico como la LBA del Medio Biótico se desarrollan para el Ambiente Terrestre (EIA – Componentes On Shore) y el Ambiente Costero-Marino (EIA – Componentes Off Shore) por separado. En tanto, la LBA del Medio Social es la misma para toda el área de implantación del proyecto, repitiéndose en ambos EIA.*

La **Identificación y Evaluación de los Potenciales Impactos Ambientales** del proyecto se presentan en el **Capítulo 7**. Al respecto, en base a toda la información presentada en los capítulos anteriores, se realizó una evaluación de los potenciales impactos ambientales asociados al proyecto. Se determinaron los cambios más notorios ocasionados por las distintas acciones del mismo en cada una de sus fases y sus consecuencias (efectos o impactos ambientales) para el medio físico, biótico o socioeconómico. A este capítulo se anexan aquellos **Estudios Especiales** que debieron realizarse para evaluar potenciales impactos. *El Capítulo 7 tiene una parte particular donde se evalúan los impactos derivados de los componentes específicos de cada EIA, y una parte donde se evalúan los impactos derivados del proyecto en su conjunto.*

A parir de dicho análisis se elaboraron una serie de **Medidas de Gestión Ambiental** y los **Lineamientos para el Plan de Gestión Ambiental** del proyecto tanto en su etapa constructiva como en su etapa operativa, los cuales forman parte del **Capítulo 8**. Al igual que en el Capítulo 7, el Capítulo 8 *tiene una parte particular donde se definen medidas y programas de gestión específicas para los componentes de cada EIA, y una parte donde se definen medidas y programas de gestión para el proyecto en su conjunto.*

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
55
FOLIO N°

6. DATOS DEL PROPONENTE DEL PROYECTO

SOUTHERN ENERGY es el proponente del Proyecto FLNG en Golfo San Matías.

- Nombre de la persona física o jurídica: SOUTHERN ENERGY S.A.
- Apoderado: Marcelo Horacio Bombicini
- CUIT: 30-71858062-1
- Domicilio real/legal: Av. Leandro N. Alem 1180, 9º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- Teléfono: +54 11 4705 7338 / 4310 4118
- Correo: pglezer@pan-energy.com / mbombicini@pan-energy.com

7. DATOS DE LA CONSULTORA A CARGO DEL ESTUDIO

SERMAN & ASOCIADOS es la consultora responsable de la elaboración del presente Estudio de Impacto Ambiental.

- Nombre de la persona física o jurídico: SERMAN & ASOCIADOS S.A.
- CUIT: 30-64459264-9
- Domicilio legal: Río Limay 1535, Viedma, Provincia de Río Negro
- Domicilio real: Pico 1641, 7° D, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
- Teléfono: +54 11 4703 2420
- Correo: pmangone@serman.com.ar

La consultora se encuentra inscripta en el Registro Nacional de Consultores en Evaluación Ambiental con el Certificado N° 29 y en el Registro Provincial de Consultores Ambientales de la Provincia de Río Negro con el Registro N° 99 (se adjuntan ambos certificado como Anexos).

A continuación se presenta el equipo interdisciplinario que elaboró el presente Estudio de Impacto Ambiental.

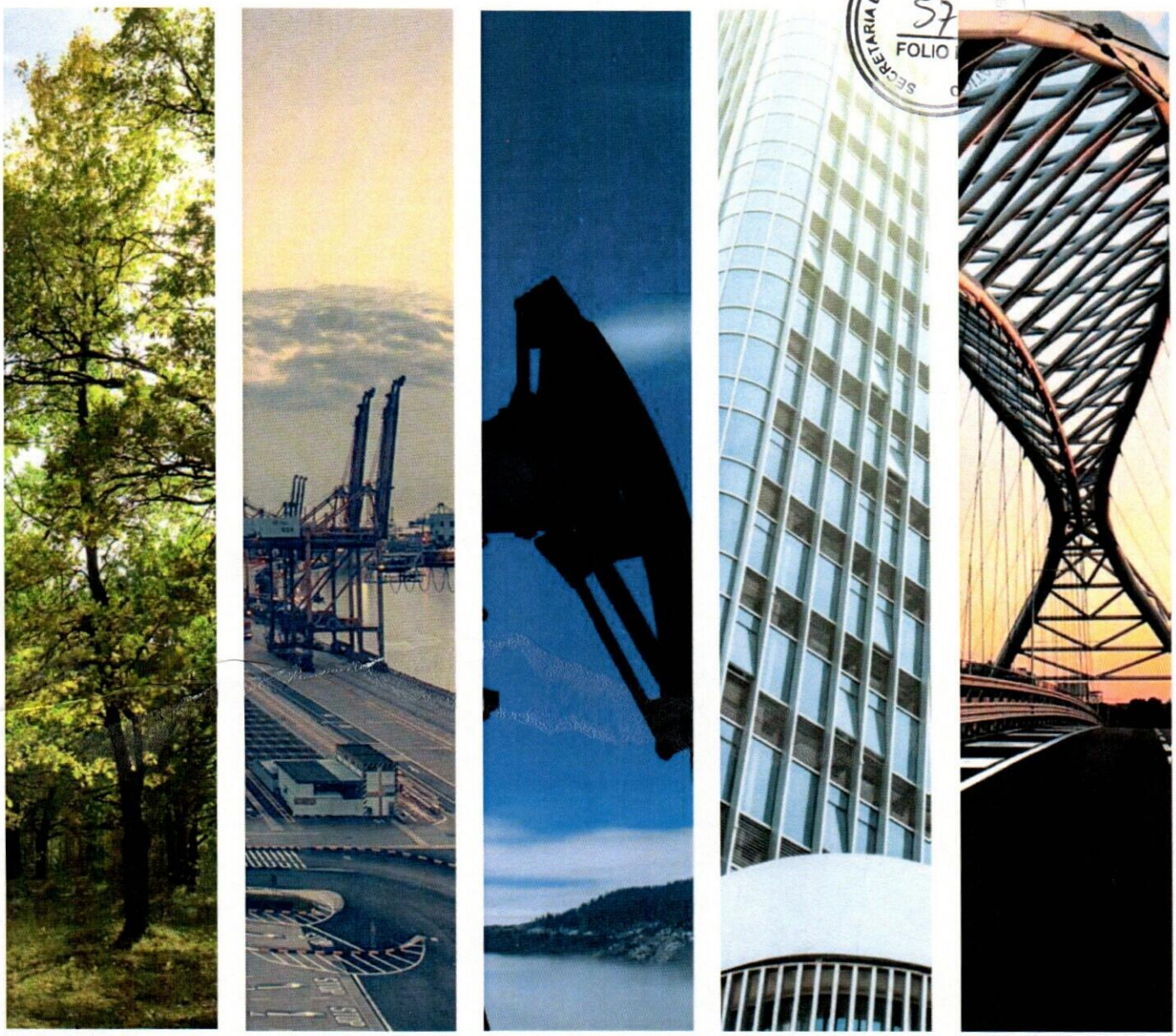
Función/Tarea	Profesional
Representante Legal (Director del Área Ambiente de S&A)	Ing. Mariano Miculicich
Directora EIA	Lic. María Sol García Cabrera
Coordinación General	Lic. María Eugenia Lahaye
Analista	Ing. María Victoria Guasone
Marco Legal e Institucional	Dr. Carlos Luisoni
Riesgo Hídrico de la traza del gasoducto	Dr. Raul Cáceres
	Ing. Nicolas Buono
	Ing. Francisco Espil Nosa
Sensibilidad Geológica	Dr. Sebastián Marin Ratto
Modelos Hidrodinámicos: • Modelización de la pluma térmica • Modelización de un derrame HC • Modelización del ruido subacuático	Lic. Julio Cardini
	Lic. Noelia Legal
	Ing. Constanza Vargas
Línea de base arqueológica	Lic. Matías Ambasch
	Lic. Pablo Andueza
Línea de base paleontológica	Dr. Jose Luis Carballido
Caracterización de flora y fauna	Lic. Cristian Silva
	Lic. Gastón Ezequiel Ponce
	Prof. Micaela Peral
Línea de base socio-económica Mapeo de actores claves Estudio de percepción	Lic. Laura Diaz Galán
	Lic. María Paula Rodriguez
Caracterización oceanográfica	Lic. Maribel Garea
Caracterización geológica del golfo	Lic. Ilana Arensburg

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
56
FOLIO N°

Función/Tarea	Profesional
Estudios de línea de base de comunidades acuáticas Calidad de agua y sedimentos Pesquerías	Facultad de Ciencias Marinas (UNCo)
	Centro de Investigación Aplicada y Transferencia Tecnológica en Recursos Marinos Almirante Storni (CIMAS)
Línea de base de reptiles, aves y mamíferos marinos	Dr. Diego Rodriguez (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras)
	Dra. Agustina Mandiola (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras)
	Dra. Gisela Giardino (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras)
	Dr. Pablo Denuncio (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras)
	Dr. Juan Pablo Seco Pon (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras)
	Dra. Copello Sofía (Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras)
	Dra. Alejandra Romero (Centro de Investigación Aplicada y Transferencia Tecnológica en Recursos Marinos Almirante Storni)
	Dra. Laura Prosdocimi (Museo Argentino de Ciencias Naturales Bernardino Rivadavia)
Estudio de paisaje	Lic. Natalia Luchetti
	Arq. Francisco Palacio
Análisis del impacto acústico	Ing. María Victoria Guasone
Modelación de las emisiones gaseosas Modelación de una nube de gas	Lic. Luciano Miguel Medrano Moreno
	Lic. Ramiro Espada Guerrero
Análisis de riesgos ambientales (contingencias)	Lic. Ilana Arensburg
	Lic. Sergio Montes
Especialista GIS	Lic. Abril Schofrin

8. ANEXOS

- **ANEXO 1: REGISTRO NACIONAL**
- **ANEXO 2: REGISTRO PROVINCIAL**



Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 2: Presentación
ANEXO 1: Registro Nacional

Octubre 2024

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
58
FOLIO N°

CAPÍTULO 2: PRESENTACIÓN

ANEXO 1: REGISTRO NACIONAL

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
1983/2023 - 40 AÑOS DE DEMOCRACIA

Certificado - Redacción libre

Número: CE-2023-80693444-APN-DEIAYARA#MAD

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Miércoles 12 de Julio de 2023

Referencia: SERMAN & ASOCIADOS S. A.- REGISTRO NACIONAL DE CONSULTORES EN EVALUACIÓN AMBIENTAL

Certifico que SERMAN & ASOCIADOS S. A., CUIT N° 30-64459264-9,
mediante EX-2019-47982797- -APN-DIAEE#SGP
ha sido inscripta como Firma Consultora en el RNCEA,
bajo el Certificado N° 29.

Vigencia renovación: 12/07/2023 hasta 12/07/2025

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2023.07.12 18:12:48 -03:00

Viviana Graiño
Directora
Dirección de Evaluación de Impacto Ambiental Y Análisis de Riesgo Ambiental
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Digitally signed by Gestion Documental Electronica
Date: 2023.07.12 18:13:00 -03:00

Ing. Mariano Miculicich
REPRESENTANTE LEGAL

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 2: Presentación
ANEXO 2: Registro Provincial

Octubre 2024

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C
60
FOLIO N°
LLANICO

CAPÍTULO 2: PRESENTACIÓN

ANEXO 2: REGISTRO PROVINCIAL

Provincia de Río Negro
"2024 - 40 años del Tratado de Paz y Amistad entre Argentina y Chile"

Resolución

Número: RESOL-2024-525-E-GDERNE-SAYCC#SGG

GENERAL FERNANDEZ ORO, RIO NEGRO
Martes 3 de Septiembre de 2024

Referencia: EX-2023-00234155- -GDERNE-ME#SAYCC - 99 Serman y Asociados SA

VISTO: el Expediente electrónico EX-2023-00234155--GDERNE-ME#SAYCC, la Ley M Nº 3266, la Resolución Nº 028/COD/04, y;

CONSIDERANDO:

Que, este Organismo es Autoridad de Aplicación de la problemática ambiental dentro de la jurisdicción de la Provincia de Río Negro;

Que, la Resolución Nº 028/04 establece los requisitos necesarios para la inscripción y reinscripción en el Registro Provincial de Consultores Ambientales;

Que, se recibe en el ámbito de ésta Secretaría, la solicitud de reinscripción como Consultora Ambiental de Serman & Asociados S.A., CUIT Nº 30-64459264-9;

Que, adjunta la documentación legal requerida y comprobante de pago de tasa vigente de conformidad con la verificación obrante en las actuaciones;

Que, en cumplimiento de lo prescripto por el Artículo 36 de la Ley A Nº 2938 y Resolución Nº 203/COD/2010, constituye domicilio legal en el radio urbano del organismo en calle Río Limay Nº 1535 de la ciudad de Viedma, Río Negro;

Que, ha intervenido la Asesoría Legal del organismo de acuerdo a sus competencias, y no correspondela intervención de Fiscalía de Estado de la Provincia de Río Negro de conformidad con la Vista Nº 00582-24;

Que, analizada la documentación referida, se constata que la interesada ha cumplimentado los recaudos legales exigidos, encontrándose habilitada conforme a derecho para ser reinscripta en el Registro Provincial de Consultores Ambientales;

Que, la Secretaria de Ambiente y Cambio Climático es competente para el dictado de la presente en función de la Ley de Ministerios Nº 5683, la Ley M Nº 3266, y el Decreto Nº 111 del año 2024;

Por ello:

LA SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C... CLIMATICO
61
FOLIO N°

R E S U E L V E:

ARTÍCULO 1º.- Reinscribir a Serman & Asociados S.A., CUIT N° 30-64459264-9, en el Registro Provincial de Consultores Ambientales de la Provincia de Río Negro, manteniendo el número de Registro 99, conforme los fundamentos expuestos en los considerandos precedentes.-

ARTÍCULO 2º.- Tomar conocimiento del domicilio legal constituido en calle Río Limay N° 1535 de la ciudad de Viedma, Río Negro.-

ARTÍCULO 3º.- Dar por abonada la tasa vigente conforme la certificación obrante en las actuaciones.-

ARTÍCULO 4º.- La presente autorización tiene vigencia anual a partir de la fecha de notificación de la presente, vencida la cual deberá presentarse la solicitud de renovación, con las respectivas Declaraciones Juradas y documentación conforme legislación vigente, bajo apercibimiento de ley.-

ARTÍCULO 5º.- Comunicar, notificar a la parte interesada, cumplido archivar.-

Digitally signed by JIMENEZ Maria Judith
Date: 2024.09.03 08:52:13 ART
Location: Provincia de Rio Negro

Maria Judith Jimenez
Secretaria
Secretaría de Ambiente y Cambio Climático
Secretaría de Estado de Energía y Ambiente

Digitally signed by GDE RIO NEGRO
DN: cn=GDE RIO NEGRO, c=AR, o=MINISTERIO DE GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE RIO NEGRO, ou=SECRETARIA DE LA MODERNIZACION E INNOVACION TECNOLOGICA DE RN, serialNumber=CUIT 30711731721
Date: 2024.09.03 08:52:03 -03'00'

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C...
62
FOLIO Nº

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 3: Marco Legal e Institucional

Octubre 2024

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C. CLIMÁTICO
63
FOLIO N°

CAPÍTULO 3: MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN 4

2. MARCO LEGAL AMBIENTAL A NIVEL NACIONAL 6

2.1 ASPECTOS GENERALES 6

2.1.1 El Ambiente en la Reforma Constitucional: Reparto de Competencias en el Sistema Federal 6

2.1.2 Derecho Internacional y Tratados 7

2.1.3 Leyes de Presupuestos Mínimos 13

2.1.4 Legislación de Fondo 23

2.2 MARCO JURÍDICO AMBIENTAL CON INCIDENCIA EN LA ACTIVIDAD 25

2.2.1 Hidrocarburos y Gas 25

2.2.2 Navegación, Puertos y Operatoria Portuaria 37

2.2.3 Aguas 54

2.2.4 Aire 55

2.2.5 Patrimonio Cultural: Tutela del Patrimonio Cultural y Arqueológico 57

2.2.6 Patrimonio Natural: Áreas Protegidas Federales 58

2.2.7 Flora y Fauna 60

2.2.8 Transporte Automotor y Obras Viales 60

2.2.9 Almacenamiento de Combustibles 61

2.2.10 Higiene y Seguridad en el Trabajo 62

2.2.11 Gestión de Residuos 64

2.2.12 Mapa de Actores Institucionales, Procedimiento de EIA y Organigramas 65

3. MARCO LEGAL AMBIENTAL DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO 68

3.1 ASPECTOS GENERALES 69

3.1.1 La Constitución Provincial 69

3.1.2 Legislación Ambiental General 69

3.2 MARCO JURÍDICO AMBIENTAL CON INCIDENCIA EN LA ACTIVIDAD 75

3.2.1 Seguro Ambiental 75

3.2.2 Ordenamiento Territorial 76

3.2.3 Aprovechamiento de la Zona Costera 76

3.2.4 Áreas Protegidas 80

3.2.5 Protección de la Diversidad Biológica: Fauna 82

3.2.6 Protección de la Diversidad Biológica: Flora 84

3.2.7 Protección del Patrimonio Cultural 85

3.2.8 Protección Patrimonio Arqueológico y Paleontológico 87

3.2.9 Protección del Aire 88

3.2.10 Cambio Climático 88

3.2.11 Ruido 89

3.2.12 Aguas 89

3.2.13 Sustancias Controladas 95

3.2.14 Residuos 95

3.3 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL EN LA PROVINCIA DE RIO NEGRO 100

4. MARCO LEGAL INSTITUCIONAL A NIVEL MUNICIPAL: DEPARTAMNTO DE SAN ANTONIO OESTE 101

4.1 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL 101

4.2 COMISIÓN MUNICIPAL DE ECOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE DE SAN ANTONIO OESTE 102

4.3 CARTA ORGÁNICA DE SAN ANTONIO OESTE 102

4.4 RESIDUOS 103

4.5 RUIDOS 103

4.6 ORDENAMIENTO DEL TERRITORIO 103

4.7 CONSIDERACIONES FINALES SOBRE LA NORMATIVA MUNICIPAL 105

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
64
FOLIO N°

1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo efectúa un análisis del marco legal e institucional a nivel nacional y subnacional con el fin de abordar los aspectos regulatorios con implicancias socio-ambientales para la instalación de un buque licuefactor de gas natural para la producción y exportación de GNL con una capacidad de 2.4 millones de toneladas por año (MTPA), en el Golfo San Matías, entre Punta Colorada y San Antonio Este, a 3 millas náuticas de la costa del Mar Argentino, incluyendo la etapa de construcción y su posterior operación, abarcativo de las labores de mantenimiento y lineamientos para la formulación del Plan de Gestión Ambiental.

El análisis jurídico e institucional se enmarca en un contexto de normas y directrices surgidas del derecho internacional, con relevancia para la protección del ambiente o con objeto de promover el desarrollo sostenible. El derecho internacional y los diversos acuerdos que promueven el desarrollo sostenible y el abordaje de cuestiones centrales para la economía y el comercio actual, como es el caso del cambio climático o la prevención de la contaminación. Dada la envergadura y naturaleza estratégica de la infraestructura proyectada y sus implicancias para una transición energética ordenada, tanto a nivel nacional como por su dimensión regional o global, es imprescindible efectuar un encuadre de la misma dentro de este contexto internacional.

En línea con una mirada más amplia respecto de los aspectos regulatorios e institucionales, este capítulo también efectúa un encuadre del proyecto dentro de algunos marcos aplicados a inversiones o proyectos de alta importancia, cuando estos involucran apoyo financiero externo, atento a que, en el contexto actual de la economía y las finanzas, la aplicación de estos estándares o directrices representa una efectiva "buena práctica" para la ejecución y desarrollo de proyectos con alto impacto socio-ambiental. En este contexto, se efectúa una reseña de las directrices de la Corporación Financiera Internacional (CFI por las siglas en ingles), organismo o "brazo ejecutor" del Grupo del Banco Mundial para inversiones en el sector privado, junto a similares desarrolladas por el sector financiero bajo el paraguas de los Principios de Ecuador.

En la República Argentina, y desde la reforma constitucional de 1994, con la inclusión del derecho al ambiente y el mandato del desarrollo sostenible como directriz de las políticas públicas, la protección del ambiente cobra una importancia en el diseño y la construcción de toda obra de infraestructura. Luego de la sanción de la Ley General del Ambiente en consecuencia del mandato surgido de la reforma de 1994, los regímenes de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) se han transformado en esquemas generales de "habilitación ambiental", en principio en cabeza de las autoridades competentes de cada jurisdicción provincial, atendiendo a que el dominio de los recursos naturales y en consecuencia la potestad de regular y proteger el ambiente, recae en estas, por imperativo también de la citada reforma constitucional.

Cada provincia, conforme a su marco reglamentario, caracteriza y encuadra las actividades productivas conforme sus particularidades (mediante listado, fórmula polinómica, envergadura, listado, etc.).

Sin perjuicio de esta "regla general" de la jurisdicción local en materia ambiental, convergen en muchos casos, otras potestades o facultades regulatorias de carácter técnico y a veces muy específico, de tipo sectorial, que, en muchos casos, abordan y contemplan aspectos ambientales y de desempeño. Esta circunstancia conlleva a una tramitación a veces en forma simultánea, a veces contingente el uno del otro, de una autorización o habilitación ambiental sectorial o específica, con la autorización o aprobación de tipo ambiental genérico.

Convergen pues, las potestades ambientales generales propias de cada jurisdicción, con las sectoriales o de naturaleza específica o con perfil técnico, propias de organismos competentes, como es en el caso bajo análisis, del ENARGAS, tratándose de una instalación de licuefacción y terminal de logística para la exportación de GNL, en función de sus competencias regulatorias y técnicas sobre las actividades de transporte de gas. En forma similar, convergen potestades de tipo regulatorio técnico, más allá de la evaluación ambiental, en lo que hace a los aspectos de seguridad y ambiente en materia de gas, transporte, operaciones portuarias, donde inciden las potestades de la cartera de energía o, en el caso marítimo, la Prefectura Naval Argentina (PNA), en este último caso, con una fuerte impronta del derecho internacional en lo que atañe a los aspectos técnicos, surgidos en el contexto de la Organización Marítima Internacional (OMI).

El procedimiento de EIA, por lo tanto involucra una instancia a nivel nacional más bien de corte y perfil técnico, con protagonismo de las áreas de energía, ambiente y autoridades marítimas (PNA) en lo que atañe a las consideraciones técnicas, de diseño, seguridad y ambientales; con incidencia de ENARGAS, en articulación estrecha con el cumplimiento de las instancias de EIA, conforme a las potestades de la Provincia de Río Negro, y; en menor medida y de manera incidental, a organismos locales o el municipio, en lo que hace a aspectos operativos portuarios o urbanísticos.

Estrictamente hablando, un proyecto con las características bajo análisis, con su complejidad e importancia para la economía regional, integrado además a una infraestructura lineal como es la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO) del Gasoducto San Martín -operada por TGS-, ameritaría una evaluación o un abordaje a escala "macro" con mirada de evaluación estratégica. Si bien este capítulo se circunscribe más bien a los aspectos jurídicos ambientales aplicables en forma específica al proyecto, se ha concebido al mismo dentro de un marco conceptual más amplio, inclusive de las obras y equipamientos asociados (como es el caso del gasoducto), con cierta mirada de tipo estratégico.

Para el análisis normativo, se ha seguido una matriz temática que permite abarcar todo el plexo normativo que pudiera incidir en el proyecto, distinguiendo entre normas ambientales de carácter general, derivadas en algunos casos del derecho internacional, normas de presupuestos mínimos, derecho de fondo y normas específicas aplicables a actividades antrópicas vinculadas con las obras y las actividades asociadas, incluyendo los marcos sectoriales con pertinencia para la seguridad en el transporte de gas, higiene y seguridad .

En el presente se ha adoptado el criterio metodológico de destacar una o más autoridades claves o centrales para la aprobación del proyecto (siguiendo en cierta forma el modelo del derecho comparado de identificar un organismo coordinador (Lead Agency) o autoridad de aplicación con poder decisorio central para el proyecto, dejando a salvo la participación y las competencias de otros organismos. En este sentido, el proyecto tendrá como autoridades claves a la Secretaría de Energía, el ENARGAS en lo que hace a la obra en sí, las instalaciones portuarias asociadas con sus normas de seguridad y ambiente; y las Autoridades Ambientales correspondientes a la Provincia de Río Negro y municipales en lo que hace a aspectos locales, urbanísticos, planes, etc.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N°

2. MARCO LEGAL AMBIENTAL A NIVEL NACIONAL

2.1 ASPECTOS GENERALES

2.1.1 El Ambiente en la Reforma Constitucional: Reparto de Competencias en el Sistema Federal

La reforma constitucional de 1994 introdujo en forma expresa la protección del ambiente en su Art. 41, reconociendo como derecho básico a los habitantes de la Nación Argentina, el gozar de un ambiente sano. El Art. 41 también incorporó una modalidad específica para el reparto de competencias en el sistema federal introduciendo el concepto de Presupuestos Mínimos de Protección.

Su incorporación obedecía a la necesidad de establecer un modelo funcional de distribución de competencias entre la Nación y las Provincias, atento al requerimiento, por un lado, de incorporar el derecho al ambiente sano como uno de los "nuevos derechos" y por otro, la de preservar el sentido de reivindicación y fortalecimiento del federalismo como valor político y jurídico, que ha constituido uno de los rasgos característicos de la reforma de 1994.

El Artículo 124 de la Constitución Nacional (CN) ha reconocido el dominio originario de las Provincias sobre los recursos naturales existentes dentro de su territorio, lo que constituye una garantía y un pilar fundamental del federalismo argentino. Este dominio originario otorga a las Provincias el poder de policía y jurisdicción sobre sus recursos naturales, entendiendo por tal la facultad de regular los usos de esos bienes o recursos, y ejercer el poder de policía sobre ellos.

Así es que el texto constitucional reconoce expresamente a las autoridades provinciales y municipales los poderes de policía e imposición sobre estos establecimientos, en tanto no interfieran en el cumplimiento de los fines de la Nación. De esta manera se establece la regla de la coexistencia de un marco federal específico para algún sector como en el caso que nos ocupa, el sector de gas, sin perjuicio de la concurrencia de facultades locales **en la medida en que estas no interfieran con la regulación sectorial específica,** ni en cuestiones cuya técnica y complejidad de la actividad, se encuentre sujeta a las facultades reglamentarias y fiscalizadoras propias del órgano con la correspondiente capacidad para el ejercicio de dicha policía. En el caso actual, este organismo es el ENARGAS en todo lo atinente a la seguridad, requisitos de diseño y protección del ambiente asociado al proyecto; junto a la Secretaría de Energía y, en los puntos más específicos señalados, las autoridades marítimas y la PNA.

En función de lo señalado, la Constitución Argentina, reformada en 1994, contempla un **deslinde de competencias** que puede resumirse en los siguientes puntos, considerando que las provincias anteceden a la Nación y que ésta última es el producto histórico y jurídico de la voluntad de las primeras:

- Delegación explícita de facultades en favor de la Nación, reservando "todo lo no delegado" para sí.
- La legislación sustantiva de fondo (civil, comercial, penal, de minería, e hidrocarburos dentro de ésta última) es delegada al Congreso de la Nación, como también la facultad de regular la navegación y el comercio exterior e interprovincial.
- Las relaciones exteriores y la potestad de representar al país ante la comunidad internacional recaen en la Nación (pese a lo cual las provincias pueden actuar en derecho internacional, con la venia de la Nación).
- Las provincias retienen el dominio de sus recursos naturales (Artículo 124), incluyendo la potestad de regular su uso y aprovechamiento.

- En materia ambiental, siguiendo la evolución en la jurisprudencia y la doctrina, rige una regla especial en materia de presupuestos mínimos (Artículo 41), que complementa el principio general del dominio provincial sobre sus recursos naturales y la potestad de regular su uso y preservación.

El marco jurídico institucional ambiental, en lo que hace a los presupuestos mínimos requeridos en el Artículo 41 de la CN, está conformado por las siguientes normas sancionadas hasta la actualidad:

- Ley 25.612 de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios.
- Ley 25.670 de Gestión de Eliminación de los PCBs.
- Ley 25.675 Ley General del Ambiente.
- Ley 25.688 de Gestión Ambiental de los Recursos Hídricos.
- Ley 25.831 de Libre Acceso a la Información Ambiental.
- Ley 25.916 de Gestión de Residuos Sólidos Urbanos.
- Ley 26.331 de Protección de Bosques Nativos.
- Ley 26.562. de Control de Actividades de Quema en todo el Territorio Nacional.
- Ley 26.639 de Protección de Glaciares y Áreas Periglaciares.
- Ley 26.815 de Presupuestos Mínimos para el Manejo del Fuego.
- Ley 27.279 de Gestión de Envases de Fitosanitarios.
- Ley 27.520 de Presupuestos Mínimos para la Mitigación y Adaptación al Cambio Climático.

Nos explayaremos sobre cada una de estas normas, en oportunidad de analizar la legislación que rige en cada sector o aspecto particular de la gestión ambiental o la regulación para la protección de cada recurso natural, en la medida de su importancia y relevancia concreta para el proyecto, tanto en la etapa de construcción, como en la etapa de desarrollo y ejecución.

Cabe señalar que no todas las normas de presupuestos mínimos, al igual que no todos los convenios o tratados internacionales, poseen incidencia directa sobre el proyecto, en consecuencia, estas normativas no son analizadas en detalle en el presente estudio. Ejemplo claro de esto, es por caso, la Ley de Presupuestos Mínimos para la Protección de Glaciares, dada la inexistencia de esas geo-formas en la zona de influencia del proyecto.

2.1.2 Derecho Internacional y Tratados

Diversos instrumentos internacionales comprometen y obligan a la República Argentina a cumplir con aspectos que atañen a la protección del ambiente en general o algunos recursos, ecosistemas o materias en particular. Estas obligaciones son asumidas desde la aprobación de cada Tratado o Convención por Ley del Congreso de la Nación, teniendo dichos instrumentos, no obstante, su aprobación formal mediante ley, una jerarquía superior, con la salvedad de los tratados en materia de Derechos Humanos[1].

[1] Cabe señalar que los Tratados Internacionales en materia de protección y tutela de los derechos humanos gozan de una jerarquía superior a las leyes, integrando el texto de la propia Carta Magna (Art. 75, Inc. 22). Los demás tratados tienen una jerarquía superior a las leyes.

SECRETARIA AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
66
FOLIO N°

El derecho internacional condiciona el derecho interno de la Argentina una vez que los acuerdos o convenciones son aprobados y ratificados por nuestro país a través de leyes que los internalizan. Se han asumido numerosos compromisos multilaterales en materia de protección ambiental que adquieren, en nuestro derecho interno, jerarquía supralegal, y en el caso de conculcar derechos humanos y personalísimos, jerarquía constitucional.

2.1.2.1 Convenios Internacionales Aplicables al Proyecto

Entre los compromisos multilaterales en materia de protección ambiental relacionados con el proyecto, se destacan los Tratados Multilaterales con Incidencia Ambiental (AMUMAs) y algunos acuerdos sobre protección de especies a nivel regional.

Las AMUMAs son acuerdos globales para la protección del ambiente y se los incluye más a título ilustrativo, por su carácter de "guía" o marco ordenador para la política ambiental, que por sus implicancias directas y concretas en el proyecto. A continuación, se hace una reseña de las principales AMUMAs:

- **Convenio sobre Cambio Climático, Protocolo de Kyoto y Acuerdo de Paris**

La Ley 24.295 aprueba el Convenio Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Este convenio establece un compromiso de cooperación entre los Estados Parte para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera (entre ellos el metano), a un nivel que impida las interferencias antrópicas en el sistema climático y que permita la adaptación natural de los ecosistemas al cambio climático. Reconoce la necesidad de mantener un desarrollo económico sostenible que permita la adopción de estas medidas. Como principio, las medidas y políticas de protección del sistema climático deben estar integradas con los programas de desarrollo nacionales.

La Ley 25.438 aprueba el Protocolo de Kyoto, que define determinados mecanismos para implementar las medidas acordadas en aquél y los compromisos de reducción de emisiones para determinados países, bajo un sistema de reparto de responsabilidades según la cantidad de emisiones generadas.

En 2015, la Comunidad Global suscribió el Acuerdo de París, replanteando todo el modelo de gestión concertada internacionalmente, tendiente a reducir emisiones de gases con efecto invernadero (GEI). En lugar de procurar reducir emisiones, tal como surgía del Protocolo de Kyoto, el Acuerdo de París, al cual Argentina se ha adherido por Ley 27.270, requiere un esfuerzo concertado de toda la comunidad global para mantener la temperatura media del planeta en un incremento no mayor a 2 grados centígrados y preferentemente no mayor a 1,5 grados centígrados por encima del promedio de la temperatura en la era industrial. Cada integrante de la comunidad global se compromete a establecer metas nacionales determinadas para alcanzar los objetivos del acuerdo de París, diferenciándose del modelo de Kyoto en el cual, solo algunas naciones asumían compromisos tangibles y cuantificables de reducción.

Como consecuencia del Acuerdo de París, la Argentina ha sancionado una norma de presupuestos mínimos específica, para enmarcar y encausar su política climática, la cual es analizada en forma puntual en otra sección del presente, junto con las regulaciones específicas en materia de energía y política climática. La Política climática de la República Argentina se plasma a través de esta ley de Presupuestos Mínimos y los planes que derivan de ella tendientes a alcanzar las metas asumidas por el país ante la comunidad internacional.

➢ Convenio sobre Diversidad Biológica

La Ley 24.375 aprueba el Convenio sobre Diversidad Biológica y prevé, como una de las medidas generales de conservación y utilización sostenible de la diversidad biológica, la integración de las estrategias de conservación a los planes, programas y políticas sectoriales o intersectoriales (Art. 6º). Asimismo, sienta como medida concreta que deben promover los Estados el desarrollo adecuado y ambientalmente sostenible en aquellas zonas adyacentes a áreas protegidas. Este acuerdo, o Convenio CBD, constituye el fundamento normativo y sustento conceptual para muchas iniciativas de conservación o justificación para la creación de áreas protegidas.

La Convención has sido complementada por diversos protocolos, como el de Bioseguridad suscripto en Cartagena y Nagoya, sobre acceso y reparto equitativo de beneficios. En 2022, el Convenio, en ocasión de realizarse la 15 Conferencia de las Partes (COP15) en la ciudad de Montreal, se adopta un marco u hoja de ruta para la protección de la biodiversidad con horizonte a 2030, conocido como las "metas del 30/30" con el objetivo de proteger un 30% de los ecosistemas del planeta (incluyendo los ecosistemas marinos y costeros) para el año 2030. Este objetivo es conocido como el marco global de biodiversidad de Kunming-Montreal.

La Secretaría del Convenio sobre la Diversidad Biológica (SCDB) tiene su sede en Montreal, Canadá. Su principal función es ayudar a los Gobiernos a aplicar el CDB y sus programas de trabajo, organizar reuniones, redactar borradores de documentos, coordinar la labor del Convenio con la de otras organizaciones internacionales, así como recopilar y difundir información.

➢ Convención contra la Desertificación

La Convención de Naciones Unidas de Lucha contra Desertificación, aprobado por Ley 24.071, prevé la aplicación de medidas eficaces y estrategias integradas a largo plazo para el desarrollo sostenible de zonas afectadas por la sequía y la degradación de tierras. En ellas, debe adoptarse un enfoque integrado a los aspectos físicos, biológicos y socioeconómicos que influyan en los procesos de degradación del suelo, contemplando las causas subyacentes de ella.

➢ Convención RAMSAR

Esta Convención fue aprobada por la República Argentina en el año 1991 por Ley 23.919. La Ley 25.335 aprueba las Enmiendas a los Artículos 6 y 7 adoptadas por la Conferencia Extraordinaria de las partes Contratantes en Regina (Canadá) en el año 1987. Su objeto es la conservación de los humedales por la importancia (a nivel internacional) del valor de las propiedades naturales de los ecosistemas comprendidos, respecto de su riqueza en diversidad biológica, la función que cumple en el equilibrio ecológico y su capacidad productiva.

El cuerpo legal internacional reconoce que aquellas aves migratorias que se alberguen y que atraviesen distintas fronteras en sus migraciones estacionales, deben ser consideradas un recurso internacional. Asimismo, la aplicación de esta Convención está estrechamente vinculada a otros acuerdos internacionales, tales como el Convención sobre Diversidad Biológica o, más específicamente, la Convención sobre la Conservación de las Especies Migratorias. Argentina tiene varios sitios designados como Sitios Ramsar, aunque no en la provincia de Río Negro, por lo que no se advierten en inmediaciones del proyecto.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y C
67
FOLIO N°
LEGAJO

- **Convenio sobre Especies Amenazadas (CITES)**

La Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres o Acuerdo CITES como se lo conoce por su sigla en inglés, fue ratificada por Ley 22.344 y regula y controla el comercio internacional de especies bajo algún grado de amenaza. El régimen de CITES, mantiene un vínculo estrecho, a través de su sistema de listados según amenaza o grado de riesgo, con el sistema de listados de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN). En función de CITES, su autoridad de aplicación recae en la Dirección Nacional de Biodiversidad, bajo la órbita del MAyDS. Existe un estrecho vínculo entre los objetivos de la Ley 22.421 de Conservación de la Fauna Silvestre (que se mencionará más adelante) y el sistema CITES con miras a la conservación de especies a nivel global. En 2021, mediante Resolución MAyDS 170/21, se unificó en un solo registro, el Registro de Operadores de Fauna.

- **Convenio de Rótterdam**

La Ley 25.778 aprueba el Convenio de Rótterdam sobre productos químicos peligrosos. Este Convenio es un instrumento internacional que permite controlar el comercio de productos químicos peligrosos y promueve su utilización responsable. El mecanismo deja a los Estados la facultad de tomar una decisión fundamentada de prohibir, permitir o restringir en su territorio la utilización del producto o delimitar su utilización a determinados fines o usos mediante la adopción de medidas reglamentarias teniendo en cuenta la capacidad de gestión segura del producto químico durante su ciclo de vida. Quedan comprendidos en el Convenio: los productos químicos prohibidos o rigurosamente restringidos y las formulaciones de plaguicidas extremadamente peligrosas.

- **Convenio de Estocolmo**

La Ley 26.011 aprueba el Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes. Este Convenio, reconociendo el procedimiento de acuerdo fundado previo del Convenio de Rótterdam, establece un mecanismo internacional para la eliminación paulatina y control de la producción, comercio y utilización de contaminantes orgánicos persistentes.

Implicancias para el Proyecto

Los convenios globales señalados no revisten en principio mayores implicancias directas para el proyecto, dado su naturaleza global y marco general para políticas más activas.

Argentina es parte del Convenio sobre Cambio Climático y posee un compromiso claro con la reducción de emisiones junto al resto de la comunidad internacional, tal como surge de los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París con sus contribuciones nacionales determinadas o NDC, por sus siglas en inglés, revisadas en la más reciente Estrategia Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático, adoptada mediante Resolución MAyDS 146/23.

Se estima que el proyecto es plenamente compatible con los compromisos internacionales asumidos por la República Argentina en el Acuerdo de París. Cabe destacar que existe un consenso fuerte entre la comunidad energética respecto de la necesidad de maximizar el gas natural como combustible fósil más idóneo, como cuña o "combustible de transición" hacia modelos energéticos más sustentables y "descarbonizados" en el mediano plazo. Sin perjuicio de esta consideración general, el Plan de Gestión Ambiental considerará las medidas de resguardo y prevención en cuanto a eventuales emisiones fugitivas, tanto en la etapa de transporte o logística, como de procesamiento. La República Argentina ha suscripto el acuerdo global sobre metano (Global Methane Pledge), compromiso consensuado por países productores de energía en 2021, a partir de las iniciativas de la Unión Europea y EE.UU. que busca reducir el 30% de las emisiones de metano para el 2030.

El compromiso, más allá de ser voluntario, constituye un marco para incorporar acciones proactivas y positivas por parte de los actores de la industria para reducir emisiones fugitivas en diferentes etapas de la cadena de valor y producción de la industria hidrocarburífera, con acciones y buenas prácticas desarrolladas por el sector privado, áreas de ciencia y técnicas y la academia. Ejemplo de ello es la suscripción del compromiso global sobre metano, suscripto en 2021, en ocasión de realizarse las cumbres del G20 y luego la COP 27 de cambio climático en Glasgow. Este acuerdo fue impulsado por EE. UU y la Unión Europea, contando en la actualidad con más de 100 países adherentes. El objetivo principal del compromiso es la reducción de las emisiones fugitivas de metano provenientes de la actividad petrolera.

Los aspectos que atañen a la diversidad biológica son transversales al proyecto e incluyen también las regulaciones de la provincia de Río Negro. El Convenio sobre Diversidad Biológica, cabe destacar, contiene un mandato transversal de incluir la biodiversidad en los procesos de toma de decisión en políticas públicas y los procesos de EIA. En virtud de este acuerdo se han encarado programas nacionales, contando con apoyo de PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo), Banco Mundial o Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), a través de mecanismos como el Fondo Global para el Medio Ambiente (GEF).

Los lineamentos del Convenio contra la Desertificación poseen incidencia en las medidas de gestión ambiental, en particular en las zonas áridas por las que atraviesan las instalaciones onshore, pero no directamente aplicables al proyecto.

Finalmente, la Convención Ramsar tiene por objeto la tutela de humedales de importancia para la conservación. En el marco del EsIA se identifican los humedales en el área de influencia del proyecto. Similares recaudos corresponden al Convenio CITES, debiendo considerar la presencia eventual de especies amenazadas. Asimismo, habrá de tenerse presente que las instalaciones onshore se encuentran sobre las costas del Golfo San Matías, y las offshore en sus aguas, siendo que en el extremo sur del Golfo se encuentra la península Valdés (provincia de Chubut), área protegida, hábitat de especies y sitio Ramsar.

- **Acuerdo de Escazú**

La República Argentina aprobó el Convenio de Escazú en 2021 mediante Ley 27.566, ratificando el tratado el 22 de enero del 2021. El Acuerdo de Escazú, si bien no es estrictamente un acuerdo multilateral de carácter global como los analizados en los párrafos anteriores, tiene como objetivo garantizar la implementación plena y efectiva en América Latina y el Caribe de los derechos de acceso a la información ambiental, participación pública en los procesos de toma de decisiones ambientales y acceso a la justicia en asuntos ambientales, así como la creación y el fortalecimiento de las capacidades y la cooperación, contribuyendo a la protección del derecho de cada persona, de las generaciones presentes y futuras, a vivir en un medio ambiente sano y al desarrollo sostenible.

Es el único acuerdo vinculante emanado de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Desarrollo Sostenible (Río+20), el primer acuerdo regional ambiental de América Latina y el Caribe y el primero en el mundo en contener disposiciones específicas sobre defensores de derechos humanos en asuntos ambientales.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
68
FOLIO N°

El Acuerdo de Escazú representa un fuerte puntal al régimen de acceso a la información ambiental, a la justicia y a la participación, ya establecidas en las leyes de presupuestos mínimos citadas con anterioridad y analizadas a continuación. El fortalecimiento parte, no solamente de sus contenidos alineados con los instrumentos consagrados en defensa del ambiente en las normas señaladas y la propia reforma constitucional de 1994, sino también en atención a su vinculación estrecha con el sistema interamericano de tutela de los derechos humanos y en especial los de incidencia colectiva. Asimismo, el Acuerdo de Escazú constituye una pieza clave para alcanzar los objetivos del desarrollo sostenible (ODS) consagrados por la comunidad internacional a través de la Asamblea General de la ONU en 2015.

El Acuerdo de Escazú, viene a consolidar los preceptos consagrados en la Ley General del Ambiente y en la tendencia jurisprudencial de ampliación de los derechos ciudadanos respecto del ambiente. Como tal, reviste una importancia clave en la consolidación institucional del ambiente y los derechos colectivos asociados a su protección, más allá de que las exigencias emergentes de este Acuerdo aparecen abastecidas en la legislación interna, tanto con la Ley General del Ambiente y otras normas vinculadas, como con la Ley 25.831, de Presupuestos Mínimos de Acceso a la Información Ambiental, y el régimen general de Acceso a la Información para la Administración Pública Nacional, Ley 27.275.

- **Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT)**

Este acuerdo sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes fue ratificado por Ley 24.071 en 1992, siendo luego complementado por un conjunto de normas referidas al reconocimiento de los derechos de las comunidades indígenas en virtud de lo establecido en la Reforma Constitucional y, a su vez consolidando los primeros pasos dados en los años previos con la sanción de la Ley 23.302 a mediados de los años 80[2].

Implicancias para el Proyecto

Las referencias a algunos de los convenios internacionales multilaterales mencionados son aplicables a los procedimientos de EIA y en muchos casos son transversales a los aspectos sociales y ambientales, dada la claridad del texto constitucional. En términos generales, la aplicación del derecho internacional a los procedimientos de EIA ha tenido un sentido complementario, fortaleciendo el derecho interno vigente, como es el caso del Acuerdo de Escazú.

El Acuerdo de Escazú resulta significativo, en tanto impone a los Estados el deber de garantizar la participación pública en los procesos de toma de decisiones ambientales. Ello, por cuanto reconoce la importancia del trabajo y las contribuciones fundamentales del público y de los defensores de los derechos humanos en asuntos ambientales para el fortalecimiento de la democracia, los derechos de acceso y el desarrollo sostenible. Se trata de un deber del Estado y correlativamente de un derecho del público. De ahí que las respectivas Autoridades de Aplicación tendrán que exigir su debida implementación en proyectos como el que aquí nos ocupa. Este derecho del público incluye la oportunidad de presentar observaciones por los medios disponibles, las que habrán de ser tenidas en cuenta por la Autoridad de Aplicación.

[2] La Ley 26.160, reglamentada por Decreto 1.122/07 y luego prorrogada por las Leyes 26.894 y 27.400 estableció un marco de emergencia en materia de posesión y tenencia de comunidades indígenas. La norma declara la emergencia en materia de posesión y propiedad de las tierras que tradicionalmente ocupan las comunidades indígenas originarias del país, cuya personería jurídica haya sido inscripta en el Registro Nacional de Comunidades Indígenas u organismo provincial competente o aquellas preexistentes, por un plazo que ha sido extendido, por las sucesivas prórrogas, hasta el 23 de noviembre de 2021. Durante la emergencia, suspende la ejecución de sentencias, actos procesales o administrativos, cuyo objeto sea el desalojo o desocupación de las tierras tradicionalmente ocupadas. La posesión indígena debe ser actual, tradicional, pública y encontrarse fehacientemente acreditada.

Lo expuesto, dado que se considera que el trabajo mancomunado con la ciudadanía contribuye a la protección del derecho de cada persona, de las generaciones presentes y futuras, a vivir en un medio ambiente sano y al desarrollo sostenible.

En el caso del Convenio 169, el énfasis que coloca en los procesos de participación, son congruentes y confluyen con las prácticas administrativas derivadas de los regímenes provinciales de EIA, cobrando mayor importancia aun cuando se analizan en el marco de las salvaguardas y normas de desempeño que establecen muchos organismos multilaterales o iniciativas desde ámbitos privados, como es el caso de las directrices de la CFI, o los Principios del Ecuador, adoptados por el sector financiero en forma voluntaria.

Los lineamientos del Convenio deben ser consideradas en forma armónica, además, en aquellos casos de expropiaciones o de traslado de personas en virtud de reasentamientos, sin perjuicio de lo cual, se estima que el proyecto, dado su lugar de emplazamiento, no tendrá necesidades de reasentamientos o expropiaciones.

2.1.3 Leyes de Presupuestos Mínimos

En los siguientes párrafos, se efectúa una breve reseña de las normas de presupuestos mínimos con mayor incidencia en el proyecto, con énfasis en la Ley General del Ambiente.

2.1.3.1 Ley General del Ambiente (LGA) – Ley 25.675

La principal norma de presupuestos mínimos es la Ley General del Ambiente (LGA). Esta norma establece el piso y fija los instrumentos para la gestión ambiental, que deben ser respetados por la legislación local (provincia y municipios) y cumplido por cualquier proyecto en territorio argentino, más allá de lo que pudiera surgir de la aplicación más específica de normas locales. Asimismo, toda norma de protección, evaluación y gestión ambiental propia del marco regulatorio de una actividad o sector (como el energético) debe adecuarse a estos presupuestos o estándares de calidad ambiental y las restantes normas de presupuestos mínimos.

Bajo esta tutela uniforme, se imponen determinados instrumentos de gestión ambiental (Art. 8, LGA), cuya aplicación es obligatoria en todo el territorio de la Nación independientemente de la provincia o municipio en el cual se lleve a cabo el proyecto:

1. El ordenamiento ambiental del territorio.
2. La evaluación de impacto ambiental.
3. El sistema de control sobre el desarrollo de las actividades antrópicas.
4. La educación ambiental.
5. El sistema de diagnóstico e información ambiental.
6. El régimen económico de promoción del desarrollo sustentable.

Entre las exigencias o presupuestos mínimos de carácter procedimental, se encuentran el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental, la Audiencia Pública y el Sistema de Información Ambiental, que se integran funcionalmente con el primero.

La LGA regula estos instrumentos en forma general, estableciendo el "marco" institucional de toda regulación, ya sea de índole sectorial, ya sea de índole local general. Así establece las exigencias mínimas que debe contener el régimen sectorial, provincial o municipal. A su vez, deja en cabeza de las jurisdicciones locales la facultad de dictar normas complementarias de los presupuestos mínimos, las que pueden ser más exigentes o rigurosas que éstas, pero nunca con estándares más laxos o inferiores a éstos.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
68
FOLIO N°

Incorpora en su letra el concepto de Daño Ambiental y la obligación prioritaria de "recomponer" el daño causado al ambiente. Consecuentemente, surge la necesidad de elaborar Estudios de Impacto Ambiental, la aplicación de Planes de Gestión Ambiental y demás aspectos relacionados a la "prevención" de la generación de este daño particular, como también, el diseño y la adopción de medidas de mitigación, compensación y restauración.

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA)

La LGA consagra, como instrumento de gestión ambiental, el procedimiento de EIA. Este debe ser cumplido y aprobado como requisito previo para la aprobación y la ejecución de los proyectos que quedan sujetos a éste. Su procedimiento es preeminentemente regulado por las autoridades locales, de acuerdo con el marco o piso de calidad que establece la LGA.

Es facultad de las jurisdicciones locales ejercer el poder de policía sobre sus recursos naturales y el ambiente dentro de su territorio. Por lo cual, la regulación para implementación de este instrumento corresponde a sus autoridades. Sin perjuicio de ello, el marco regulatorio del sector energético posee una regulación propia en materia ambiental, que establece los lineamientos que las autoridades del Gobierno Nacional exigen para la preparación del EsIA y la gestión ambiental de las redes de comercio, transporte y distribución de gas, en aquellos casos que corresponde su intervención según la competencia que les asignan las normas del marco regulador de cada segmento de la actividad sectorial (NAG 153 sobre Normas mínimas para la protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases por cañerías (GN – GL). Esta norma será desarrollada más adelante). Dicho esto, sin embargo, y tal como se ha expresado en párrafos anteriores, existe una convergencia entre los marcos regulatorios nacionales y locales, como lo evidencia el hecho de que sean las propias normas nacionales aplicables al sector energético, que remiten a la intervención de las autoridades provinciales en la tramitación del EsIA y el otorgamiento de las habilitaciones correspondientes, en forma previa a su intervención.

Gobernabilidad Institucional

La participación ciudadana es hoy día un pilar fundamental de la gestión sustentable, fortalecido y consolidado además con la entrada en vigencia del Acuerdo de Escazú. Según la LGA uno de los objetivos de la política ambiental argentina es "*...fomentar la participación social en los procesos de toma de decisión...*". Para hacerlo viable y asegurar su efectividad, el ordenamiento jurídico argentino ha establecido tres instrumentos al efecto:

- La consulta y la Audiencia Pública (Ley 25.675).
- El derecho al Acceso a la Información Ambiental (Art. 41, CN y Ley 25.831).
- El Amparo Ambiental (Art. 43, CN).

La Ley 25.675 integra con carácter obligatorio y de presupuesto mínimo la Participación Ciudadana al procedimiento de EIA a través de distintos instrumentos que se detallan a continuación.

Participación Ciudadana

Aquí debe tenerse presente la obligatoriedad de la instancia de participación pública emanada de la ley de presupuestos mínimos (Ley 25.675), la que puede implementarse tanto mediante el mecanismo de audiencia como el mecanismo de la consulta pública, y asegurándose principalmente en las etapas de planificación y evaluación de resultados (Art. 21, Ley 25.675).[3]

[3] Conforme el Artículo 20 de la Ley 25.675, "*...Las autoridades deberán institucionalizar procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias para la autorización de aquellas actividades que puedan generar efectos negativos y significativos sobre el ambiente. La opinión u objeción de los participantes no será vinculante para las autoridades convocantes; pero en caso de que éstas presenten opinión contraria*

La implementación del mecanismo de consulta pública, audiencia u otro mecanismo similar, satisface el piso de gestión requerido como presupuesto mínimo por los Artículos 20 y 21 de la Ley 25.675. La legislación local en numerosos casos ha ido más allá del marco nacional de presupuestos mínimos, graduando y adecuando los mecanismos de participación en los procedimientos de planificación territorial y EIA (tal como lo exige la Ley 25.675) en función del proyecto[4].

La provincia de Río Negro cuenta con un marco regulatorio alineado a grandes rasgos con la herramienta consagrada en la LGA y consolidada por el Acuerdo de Escazú, aun cuando gran parte de su legislación haya sido elaborada con anterioridad al mismo.

El resultado de esta instancia tiene carácter no vinculante para los órganos de decisión y la autoridad de aplicación, sin perjuicio de lo cual, la decisión contraria de las autoridades de aplicación deberá ser fundamentada y hecha pública (Art. 20, Ley 25.675). Este principio del derecho ambiental, no hace más que fundar el principio general del derecho administrativo, por el cual todo acto administrativo debe ser fundado en derecho y en los hechos, y que las decisiones públicas deben contar con argumentos razonados que avalen su contenido. El procedimiento de EIA, precisamente brinda un marco para analizar y ponderar los impactos ambientales y las medidas para su morigeración, como también una instancia de ponderar los costos y beneficios socio-económicos y ambientales de una actividad o emprendimiento.

Es una derivación lógica del principio de razonabilidad administrativa por el cual el Estado debe dar los fundamentos por sus decisiones, acotando la discrecionalidad administrativa o en su caso fundando las razones por sus decisiones. El carácter no vinculante de la audiencia pública, es por otra parte una consecuencia necesaria del esquema republicano por el cual el "pueblo no delibera ni gobierna sino por medio de sus representantes", precepto que no se contrapone con los objetivos de abrir la gestión administrativa a la participación ciudadana, quedando reservada la función administrativa a los marcos legales vigentes.

La participación ciudadana es una herramienta que permite mejorar y democratizar la calidad de las decisiones públicas con los aportes de los ciudadanos e interesados, pero en modo alguno puede reemplazar a las funciones propias de la administración. Este principio, amén de consagrarse en la Ley General del Ambiente (Ley 25.675), se encuentra consolidado a partir de la ratificación del Acuerdo de Escazú por parte de la República Argentina en 2021.

---

a los resultados alcanzados en la audiencia o consulta pública deberán fundamentarla y hacerla pública". Este esquema es consistente con el procedimiento vigente en la Provincia de Río Negro, donde se radica el proyecto. La Resolución ENARGAS 3.587/06, modificada mediante Resolución ENARGAS 609/09 incorpora, en coincidencia con lo establecido en la Ley de Presupuestos Mínimos y la regulación provincial, la exigencia de la participación a las normas sectoriales técnicas (NAG 153), estableciendo en su Artículo 6 que *"...Para la construcción de nuevos gasoductos, ramales, redes, y sus instalaciones complementarias, se deberá dar cumplimiento a la normativa provincial o municipal que establezca procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias previas para la realización de los proyectos..."*. Para el caso de que no exista normativa local que establezca procedimientos propios para la instancia, la resolución prevé los lineamientos generales de un mecanismo de consulta (Art. 6 a 12), incluido el acceso a la información del proyecto necesaria para realizar las observaciones y oposición al proyecto por los interesados.

[4] Chubut, por ejemplo, ha establecido, de acuerdo al tipo de proyecto, las alternativas de audiencia y consulta, incluyendo la recepción de comentarios vía internet. Formosa, al reglamentar su normativa de bosques nativos de acuerdo a la Ley 26.331, ha actualizado el régimen de participación ciudadana incluyendo, además de la audiencia pública, las figuras de la consulta y registro de observaciones. Muchos municipios de la República Argentina también han incorporado las alternativas de la consulta y registro de oposición o de recepción de comentarios, con el fin de ampliar el derecho a la participación, utilizando además los mecanismos informáticos que empoderan al ciudadano y agilizan la gestión pública del ambiente.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
70
FOLIO N°

Acceso a la Información Pública Ambiental

La Ley 25.675 establece, en los Incisos c) e i) de su Artículo 2, como objetivo de la política ambiental nacional: *"...Organizar e integrar la información ambiental y asegurar el libre acceso de la población a la misma"*.

Según la Ley 25.831, norma de presupuestos mínimos complementaria de la LGA en lo específicamente aplicable al derecho de acceso a la información, se encuentran obligados a facilitar la información pública ambiental requerida, las autoridades competentes de los organismos públicos, en los ámbitos nacional, provincial y municipal, sean organismos centralizados o autárquicos, como también las empresas prestadoras de servicios públicos (públicas, privadas o mixtas).

En base a dichos criterios, un Estudio de Impacto Ambiental, un Plan de Gestión Ambiental y toda documentación relativa a los mismos, deberá ser puesto a disposición de cualquier interesado en sitio apto para su consulta por la autoridad ambiental competente. Esta disponibilidad de la información al público debe ser anterior a la realización de la consulta pública de participación ciudadana.

El régimen de acceso a la información pública ambiental, consagrada en términos generales en la LGA y en forma más específica en la Ley 25.831, ha sido reforzada a nivel nacional con la Ley de Libre Acceso a la Información (Ley 27.275), de carácter general, con incidencia general sobre toda la administración pública, más allá de lo estrictamente ambiental contemplada en la ley de presupuestos mínimos bajo análisis.

La Ley 27.275 fija el principio de la transparencia de los actos públicos y el acceso a la información referida a los mismos por parte de cualquier ciudadano, despejando a su vez los debates planteados con anterioridad respecto a los alcances y límites respecto de lo que era considerado "información pública ambiental". A partir de la sanción del régimen general, la regla es la divulgación y la excepción debe ser fundada en los eximentes enumerados en las normas citadas, quedando justificadas en cuestiones de seguridad o interés nacional, o de cuidado o resguardo de secretos industriales a modo de ejemplo.

A estas consideraciones respecto de la participación ciudadana, corresponde agregar la consolidación que ha efectuado de los mismos, el Acuerdo de Escazú, mencionado con anterioridad, como herramienta internacional que consolida la participación ciudadana, el acceso a la información pública y a la justicia.

Tutela Judicial del Ambiente

Para dar efectiva tutela al derecho a un ambiente sano, la Constitución Nacional ha instituido en el Artículo 43 una acción expedita de amparo que podrá interponerla cualquier particular, ONG y/o el Defensor del Pueblo. Todo acto u omisión que, en forma actual e inminente, pueda dañar el ambiente, queda comprendido en el objeto de esta acción.

Esta es una de las posibles acciones que pueden ser planteadas por particulares y ONGs interesadas en la "defensa del ambiente". Salvo que la acción sea desestimada, sus posibles efectos pueden llegar a la paralización momentánea del proyecto (en cumplimiento de una medida cautelar), su paralización definitiva, como también, la adecuación del proyecto a las exigencias pertinentes que estime el juez. Al igual que lo analizado respecto del acceso a la información, o los procedimientos de participación, el Acuerdo de Escazú ha venido a fortalecer el acceso a la justicia en defensa de valores y atributos ambientales, asegurando el acceso a cualquier habitante a los estrados de la Justicia en cuestiones donde se analicen o debatan consideraciones vinculadas al ambiente, los recursos naturales o el patrimonio común.

Daño Ambiental

La LGA incorpora el concepto de daño ambiental y la obligación prioritaria de "recomponer" el daño causado al ambiente. Consecuentemente, surge la necesidad de elaborar estudios de impacto ambiental, la aplicación de Planes de Gestión Ambiental y demás aspectos relacionados a la prevención de la generación de cualquier daño, como también, el diseño y adopción de medidas de mitigación, compensación y restauración.

La LGA exige que el responsable de toda actividad riesgosa, capaz de generar un daño al ambiente en los términos del Artículo 27, cuente con el respaldo de un seguro que otorgue suficiente cobertura para afrontar la recomposición del ambiente o su indemnización sustitutiva, en caso de ser técnicamente imposible volver al ambiente a su estado ex ante (Art. 22, Ley 25.765).

El cumplimiento de esta exigencia stricto iure requiere la contratación de un seguro que esté a los extremos de los Artículos 22, 27 y 28 de la LGA. En la práctica, se han planteado determinadas dificultades para su implementación pacífica y aceptada por la comunidad regulada, a partir de la indefinición del objeto que este seguro debe cubrir para la determinación del riesgo (ilimitado), conforme el régimen de responsabilidad establecido en el Artículo 28 (responsabilidad objetiva).

Implicancias para el Proyecto

La Ley General del Ambiente, junto a la Ley de Acceso a la información Pública Ambiental (complementadas por la Ley de Libre Acceso a la Información y el Acuerdo de Escazú) representan directrices para el diseño y la ejecución del proyecto, en línea con la Constitución Nacional y el conjunto de acuerdos internacionales que Argentina ha adoptado en sintonía con las tendencias regionales hacia la protección ambiental y el desarrollo sustentable.

Asimismo, y considerando las exigencias que pueden surgir a partir de mecanismos de gobernanza socio-ambiental, proveniente de organismos multilaterales de crédito vinculado al financiamiento privado, o sistemas de salvaguardas adoptadas por actores privados, eventualmente vinculados al financiamiento, un enfoque más amplio y de tipo estratégico, se impone como recomendable, más allá de los procesos formales vigentes a nivel jurisdiccional. En los próximos párrafos se analizan las consideraciones socio-ambientales que surgen de estos regímenes de salvaguardas o procedimientos operativos socio-ambientales adoptadas por actores clave de la economía actual en el mundo.

2.1.3.2 Regímenes de Salvaguardas o Procedimientos Operativos Socio-Ambientales

En esta sección se efectúa una sintética descripción de algunos marcos de gestión y manejo social y ambiental en vigor y uso por actores del sector financiero, tanto privado como multilateral, vinculado a grandes proyectos de infraestructura, portuaria o energética, en los casos donde estos cuentan con financiamiento directo (privado o multilateral), apalancamiento, avales o garantías de respaldo, o incluso tratándose de aportes de capital societario. Estas "salvaguardas", directrices, buenas prácticas o lineamientos, no representan una norma legal estrictamente hablando, sin perjuicio de constituir una condición necesaria para la ejecución o desarrollo de proyectos. La experiencia, tanto en el ámbito regional como a nivel nacional, refleja a lo largo de los años, la importancia que revisten estos estándares que trasciende lo puramente normativo, como condicionantes o exigencias técnicas asociadas a proyectos de infraestructura u obras.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
71
FOLIO N°

La mayoría de los proyectos que cuentan con financiamiento externo de fuente multilateral o bilateral, deben dar cumplimiento o seguir los lineamientos establecidos en las salvaguardas o directrices de los respectivos organismos, como condición previa al desembolso, con el objetivo de preservar el ambiente, comunidades locales, grupos minoritarios o en riesgo, o como consecuencia de recomendaciones o pautas vinculadas a la transparencia, acceso a la información, prevención de prácticas corruptas, participación ciudadana o la protección de niños o aliento a la equidad. En líneas generales, la practica administrativa a lo largo de los últimos años, ha incluido el acatamiento de estas directrices, mediante la incorporación de las mismas como anexo a los contratos o a los actos administrativos aprobatorios.

Tratándose de criterios o salvaguardas, propios de entidades enfocadas hacia el sector privado, no existen razones para soslayar su inclusión dentro de los procedimientos de gestión socio-ambiental, más allá de que se encuentren consagradas o no en la legislación interna desde lo estrictamente formal. Más aun, su incorporación representa una buena práctica y en muchos casos puede contribuir a mejorar la calidad de la gestión o los procesos de toma de decisión en materia ambiental.

Marco de Gestión Sostenible de la Corporación Financiera Internacional (CFI)

La Corporación Financiera Internacional (CFI) es una entidad que integra el grupo del Banco Mundial, junto a los brazos enfocados hacia el otorgamiento de préstamos a Estados, y el otorgamiento de aportes no reembolsables para el fomento. La CFI, financia al sector privado exclusivamente, con el fin de efectuar o apoyar inversiones con sentido estratégico que aporten al desarrollo de países y economías en vías de desarrollo o emergentes.

No obstante, los procedimientos y buenas prácticas que aplica se alinean con las salvaguardas del Banco en lo que hace a exigencias de sostenibilidad. A partir de 2012, la CFI puso en marcha un marco de gestión sostenible, reemplazando las salvaguardas en uso con anterioridad.

El Marco de Sostenibilidad de la CFI, expresa el compromiso estratégico de la Corporación hacia el desarrollo sostenible, y es parte integral del enfoque para la gestión del riesgo. El Marco de Sostenibilidad comprende la Política y las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social, y la Política sobre Acceso a la Información.

En la Política sobre Sostenibilidad Ambiental y Social se describen los compromisos, las funciones y las responsabilidades en materia de sostenibilidad ambiental y social. La Política sobre Acceso a la Información, refleja el compromiso con la transparencia y la gobernabilidad en sus operaciones, y describe las obligaciones institucionales de divulgación en relación con sus servicios de inversión y asesoramiento.

Las Normas de Desempeño están destinadas a los clientes, ofreciendo orientación para identificar riesgos e impactos con el objeto de ayudar a prevenir, mitigar y manejar los riesgos e impactos como forma de hacer negocios de manera sostenible, incluida la obligación del cliente de incluir a las partes interesadas y divulgar las actividades del proyecto. En el caso de sus inversiones directas (lo que incluye el financiamiento para proyectos y corporativo ofrecido a través de intermediarios financieros), la CFI exige que sus clientes apliquen las Normas de Desempeño para manejar los riesgos e impactos ambientales y sociales, a fin de mejorar las oportunidades de desarrollo. La CFI utiliza el Marco de Sostenibilidad junto con otras estrategias, políticas e iniciativas en la conducción de sus actividades comerciales, con el propósito de alcanzar sus objetivos de desarrollo generales. Las Normas de Desempeño también pueden ser aplicadas por otras instituciones financieras cuando se involucran con proyectos de relevancia socio-ambiental.

En conjunto, las ocho Normas de Desempeño definen las normas que el cliente o beneficiario debe respetar durante todo el ciclo de inversión de la CFI:

- Norma de Desempeño 1: Evaluación y gestión de los riesgos e impactos ambientales y sociales.
- Norma de Desempeño 2: Trabajo y condiciones laborales.
- Norma de Desempeño 3: Eficiencia del uso de los recursos y prevención de la contaminación.
- Norma de Desempeño 4: Salud y seguridad de la comunidad.
- Norma de Desempeño 5: Adquisición de tierras y reasentamiento involuntario.
- Norma de Desempeño 6: Conservación de la biodiversidad y gestión sostenible de los recursos naturales vivos.
- Norma de Desempeño 7: Pueblos Indígenas.
- Norma de Desempeño 8: Patrimonio cultural.

La Norma de Desempeño 1 se aplica a todos los proyectos que presentan riesgos e impactos ambientales y sociales. Teniendo en cuenta las circunstancias del proyecto, es posible que también se apliquen otras Normas de Desempeño. Las Normas de Desempeño deben considerarse en conjunto y como referencia recíproca, según sea necesario. La sección sobre requisitos de cada Norma de Desempeño se aplica a todas las actividades financiadas por un proyecto. Se impulsa a los clientes a aplicar el SGAS desarrollado en el contexto de la Norma de Desempeño 1 a todas las actividades del proyecto, independientemente de la fuente de financiamiento. Algunos temas transversales, tales como el cambio climático, el género, los derechos humanos y el agua, son cubiertos por varias Normas de Desempeño.

Además de cumplir con los requisitos de las Normas de Desempeño, los clientes del CFI deben cumplir con la legislación nacional pertinente, incluidas las leyes para la aplicación de las obligaciones asumidas por el país anfitrión según el derecho internacional. Las guías del Grupo del Banco Mundial sobre medio ambiente, salud y seguridad (MASS) son documentos técnicos de referencia con ejemplos generales y específicos de buenas prácticas sectoriales internacionales.

La CFI utiliza las guías sobre MASS como fuente técnica de información durante la evaluación de los proyectos. Las guías sobre MASS presentan los niveles y las medidas de desempeño que son normalmente aceptables para la CFI y que generalmente se consideran viables en nuevas instalaciones, a un costo razonable y con las tecnologías existentes. En el caso de los proyectos financiados por la CFI, la aplicación de las guías sobre MASS a las instalaciones existentes puede involucrar la definición de metas específicas para el lugar, con un cronograma de cumplimiento adecuado. En el proceso de evaluación ambiental se pueden recomendar niveles o indicadores alternativos (mayores o menores), que, de ser aceptables para la CFI, se convierten en requisitos específicos del proyecto o del lugar. Las guías generales sobre MASS contiene información sobre cuestiones transversales de medio ambiente, salud y seguridad, en algunas instancias aplicables a todos los sectores.

Cuando las normas del país anfitrión difieran de los niveles y medidas incluidos en estas directrices, se espera que los proyectos cumplan con la más exigente de ambas opciones. Si se considera que es adecuado utilizar niveles o indicadores menos exigentes en función de circunstancias específicas del proyecto, se debe presentar una justificación completa y detallada de cualquier alternativa propuesta, como parte de la evaluación ambiental especifica. Dicha justificación debe demostrar que la elección del nivel de desempeño alternativo protege la salud humana y el medio ambiente. En materia de categorización de actividades, la CFI adopta un criterio basado en el riesgo con un encuadre similar al que adopta el Banco Mundial con 3 grandes agrupaciones categorías de actividades, A, B y C, donde, por la envergadura e importancia de la actividad bajo análisis, se estima que corresponde como categoría "A".

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
72
FOLIO N°

Marco de Gestión del Sector Financiero bajo los Principios de Ecuador

Los Principios del Ecuador son un conjunto de lineamientos basados originalmente en las normas de desempeño de la CFI, que se aplican voluntariamente para evaluar y monitorear temas sociales y ambientales relacionados con la financiación de proyectos de inversión. Lanzados por 10 bancos en junio de 2003, los principios fueron revisados en junio de 2006 y a la fecha, han sido adoptados por 47 instituciones financieras. En total, se estima que estos bancos concentran alrededor de 85 por ciento de la financiación de proyectos en todo el mundo.

Muchos grandes proyectos industriales o de infraestructura pueden tener impactos en las personas y en el medio ambiente. El sector financiero trabaja en conjunto con clientes e interesados para identificar, evaluar y gestionar riesgos e impactos ambientales y sociales de forma estructurada y de manera continua, con el fin de promover un desempeño ambiental y social sostenible permitiendo la reducción de impactos ambientales negativos, una mejora en los resultados financieros, ambientales y sociales.

Las Instituciones Financieras que se adhieren a los Principios del Ecuador (EPFI por sus siglas en inglés), alientan a sus clientes a abordar los riesgos e impactos adversos potenciales o reales identificados durante el Ciclo de Vida de Desarrollo de un Proyecto de inversión. Los Principios del Ecuador buscan garantizar que los proyectos que se financian se desarrollen de manera socialmente responsable y que reflejen prácticas sólidas de gestión ambiental. Las EPFI reconocen que la aplicación de los Principios del Ecuador puede contribuir a cumplir los objetivos y resultados de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. Muchos impactos negativos en los ecosistemas, las comunidades y el clima afectados por proyectos de inversión pueden y deben ser evitados siempre que sea posible. Si estos impactos son inevitables, deben minimizarse y mitigarse; y donde permanezcan impactos residuales, los clientes deben aportar soluciones para los impactos relacionados con los Derechos Humanos y/o compensar los impactos ambientales, según corresponda.

Los Principios y Directrices se actualizan en forma periódica, en forma similar a otros estándares de desempeño, como es caso del marco de la CFI al cual sigue en sus lineamientos generales, siendo la última versión revisada la edición 4, fechada en julio 2020. Asimismo, son aplicables a préstamos que excedan los 10 millones de dólares de costo de capital por proyecto y superiores a los 50 millones por préstamo, y cuyo recipiente o beneficiario tenga un control efectivo sobre el proyecto y su desarrollo. Los 10 Principios de Ecuador son los siguientes:

1. Revisión y categorización. Se sigue un esquema parecido al que adopta la CFI, con tres grandes categorías de proyectos, A, B y C.

2. Evaluación Ambiental y Social.

3. Revisión de normas ambientales y sociales aplicables.

4. Sistema de Gestión Ambiental, Social y Plan de Acción de Principios del Ecuador. Para todos los Proyectos de Categoría A y Categoría B, la EPFI requerirá que el cliente desarrolle y/o mantenga un Sistema de Gestión Ambiental y Social (ESMS por sus siglas en inglés). Además, el cliente preparará un Plan de Gestión Ambiental para abordar los problemas planteados en el proceso de evaluación e incorporar las acciones necesarias para cumplir con los estándares aplicables.

5. Compromiso de Partes Interesadas.

6. Mecanismo de Quejas. Para todos los Proyectos de Categoría A y, según corresponda, de Categoría B, la EPFI requerirá que el cliente, como parte del ESMS, establezca mecanismos efectivos para la atención de quejas, diseñados para el uso de las comunidades afectadas y los trabajadores, según corresponda, que permita recibir y facilitar la resolución de inquietudes y quejas sobre el desempeño ambiental y social del Proyecto.

7. Revisión Independiente. Para todos los Proyectos de Categoría A y, según corresponda, de Categoría B, un Consultor Ambiental y Social Independiente, llevará a cabo una Revisión Independiente del proceso de Evaluación que incluirá los ESMP, el ESMS y la documentación del proceso de participación de las partes Interesadas, para contribuir a las labores de diligencia debida de la EPFI, y evaluar el cumplimiento de los Principios del Ecuador.

8. Compromisos contractuales. Una fortaleza importante de los Principios del Ecuador es la incorporación de compromisos contractuales asociados al cumplimiento. Para todos los proyectos, donde un cliente no cumple con sus convenios ambientales y sociales, la EPFI trabajará con el cliente en acciones correctivas para que el proyecto vuelva a cumplir.

9. Monitoreo y elaboración de Informes Independientes. Para todos los Proyectos de Categoría A y, según corresponda, de Categoría B, a fin de evaluar el cumplimiento del Proyecto con los Principios del Ecuador después del Cierre Financiero y durante la vida del préstamo, la EPFI requerirá monitoreo e informes independientes.

10. Informes y Transparencia. Para todos los proyectos de Categoría A y, según corresponda, de Categoría B, el cliente se asegurará de que, como mínimo, un resumen del ESIA esté accesible y disponible en línea y que incluya un resumen de los riesgos e impactos sobre los Derechos Humanos y el cambio climático cuando sea relevante[5].

Implicancias de las Directrices y Buenas Prácticas

Las directrices de la CFI, al igual que los Principios de Ecuador, muy asociados entre sí, son pautas o buenas prácticas que rigen en la economía moderna y son, al igual que la aplicación de otras salvaguardas aplicadas por otros organismos multilaterales de crédito, exigencias que fortalecen la gestión social y ambiental y no hacen más que apuntalar la gestión de la actividad y el desarrollo del proyecto, más allá del cumplimiento estricto de requisitos legales.

En algunas instancias, las normas citadas trascienden los alcances de la legislación aplicable, requiriendo un esfuerzo en el diseño de las políticas socio-ambientales para incorporarlas, más allá de lo formal. Cabe señalar que, más allá de lo estrictamente exigible, muchas de las cuestiones que subyacen a las salvaguardas, constituyen elementos que hacen a la denominada "licencia social" o aceptabilidad colectiva de proyectos, circunstancia intangible que reduce potenciales conflictos y polémicas que, o bien implican situaciones que se judicializan, o bien se traducen en costos de transacción que atentan contra el desarrollo exitoso de la actividad. En este sentido, las directrices de la CFI y los Principios de Ecuador se encolumnan con los objetivos del Acuerdo de Escazú, analizado con anterioridad.

[5] El cliente informará públicamente, de forma anual, los niveles de emisiones de GEI (emisiones combinadas de 1er y 2do Alcance, y, si corresponde, el índice de eficiencia de GEI, durante la fase operativa para proyectos que emiten más de 100,000 toneladas de CO_2 equivalentes anualmente. La EPFI alentará al cliente a compartir datos específicos de biodiversidad del proyecto no sensibles desde el punto de vista comercial con la Oficina Global de Información sobre Biodiversidad (GBIF por sus siglas en inglés) y los repositorios de datos nacionales y mundiales relevantes, utilizando formatos y condiciones para permitir el acceso y la reutilización de dichos datos en futuras decisiones y aplicaciones de investigación

SECRETARIA AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
73
FOLIO N°

2.1.3.3 Otras Leyes de Presupuestos Mínimos

Sin perjuicio de la LGA, marco general y encuadre para la política ambiental de la Argentina y para el instrumento de gestión de la EIA, junto con las herramientas de información y participación ciudadana, a las cuales se ha hecho mención, otras leyes de presupuestos mínimos poseen incidencia (en algunos casos indirecta) sobre el proyecto y las actividades asociadas. Las mismas se analizan en forma detallada, donde corresponde en las áreas temáticas, en función de la importancia que poseen, sea para la obra en sí, sea para acciones de mantenimiento, o para las consecuencias y la gestión socio-ambiental que traen aparejadas algunas acciones. Tal cómo se ha dicho, **no todas las normas poseen igual grado de incidencia que la LGA.**

Así, por ejemplo, la Ley 25.688 establece un marco para la gestión de los recursos hídricos, con una orientación general que encamina a las políticas públicas hacia una gestión integral en armonía con otros marcos como, por ejemplo, los Principios Rectores del COHIFE. Estos preceptos se encuentran incorporados a su vez en la legislación de aguas de cada jurisdicción, con implicancias, por ejemplo, en casos de cruces de cauce de ductos y los recaudos durante obra para la preservación del recurso. Prima facie, y atento el lugar de emplazamiento del proyecto, esta norma carece de implicancias sustantivas para el mismo.

En el caso de la Ley 25.916 de gestión de residuos domiciliarios, la norma establece las directrices para una gestión integral de diferentes corrientes de desechos, las cuales, junto a la Ley 24.051 de residuos peligrosos (no es técnicamente de presupuestos mínimos) y la Ley 25.612 de residuos industriales y actividades de servicio (ley de presupuestos mínimos), son luego incorporados en normas locales y traducidos en el marco para una gestión sostenible de los residuos, tanto en obra y en posterior operación, plasmado luego en los Planes de Gestión Ambiental. Estas normas se alinean por otra parte con las directrices del ENARGAS en materia de gestión ambiental de gasoductos e infraestructura afín, o las normas específicas asociadas a la seguridad en operaciones con gasificación o licuefacción.

La Ley 26.331 de protección de bosques nativos, establece los criterios de protección conforme el valor de conservación y la zonificación que establece cada provincia y que deben ser considerados en la evaluación de la traza y los recaudos a adoptar en cada caso, sin perjuicio de estimar que, prima facie, no se presentan grandes obstáculos para la obra desde esta óptica.

En materia de manejo de envases de fitosanitarios, la Ley 27.279 tiene una incidencia marginal sobre el proyecto, sin perjuicio de constituir un componente en el manejo de sustancias y la gestión de sustancias e insumos en escenarios de acondicionamiento del terreno con uso de herbicidas previa intervención, o en su caso, operaciones de mantenimiento general durante la instancia de operación.

La Ley 27.520 para la Mitigación y Adaptación al Cambio Climático es la ley de presupuestos mínimos más reciente en ser sancionada por el Congreso, poniendo en marcha los lineamientos de una política climática, creando un Gabinete Nacional de Cambio Climático y estableciendo los fundamentos y base jurídica para los planes de mitigación y adaptación climática, aprobadas sucesivamente por resoluciones de la cartera ambiental (Resoluciones MAyDS 447/19 y 146/23). La norma fue reglamentada por Decreto 1.030/20 y, atendiendo a la centralidad que reviste la energía en las estrategias climáticas, constituye un marco de referencia central para la política energética y las estrategias de transición hacia una descarbonización de la matriz energética, donde el gas ocupa un rol pivotante.

De relevancia para el proyecto, aunque sin condicionamientos directos en el contexto de las obras, si en la operación, son los lineamientos del Plan Nacional de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático contemplados en la versión actualmente vigente, adoptado por la Resolución MAyDS 146/23. Uno de los ejes sustantivos del Plan (ver Anexo I, Secciones 3.2.4. y 3.2.4.1.) es el de la Transición Energética, considerando el rol estratégico que posee el gas, en función de la matriz energética nacional. Un 6% aproximadamente de las emisiones del sector energético provienen de las fugas en los procesos de transformación de combustibles fósiles, incluyendo el transporte de gas.

Argentina por otro lado ha suscrito el "Methane Pledge", acuerdo de carácter voluntario promovido por países productores de hidrocarburos y otras naciones desarrolladas, con el objetivo de reducir las emanaciones fugitivas provenientes del sector energético, con acciones concertadas, mejoras en la gestión por parte de las empresas. La reducción de emisiones fugitiva de metano posee implicancias, tanto desde lo climático, atento al potencial que tiene como gas efecto invernadero, como también desde lo económico, acotando riesgos de accidente o incendios, además de las pérdidas económicas que implica el desperdicio de un recurso.

2.1.4 Legislación de Fondo

Claramente, mucha legislación de fondo posee incidencia sobre las obras y las actividades asociadas al proyecto. En función de la celeridad y con el fin de sintetizar el enfoque sobre las cuestiones ambientales y sociales asociadas al proyecto, reseñamos tres marcos que poseen incidencia concreta, en atención a que los mismos fijan marcos generales para el desarrollo de las obras, factores de atribución de daños y responsabilidades de diferentes actores. Estos son el Código Civil y Comercial, el Régimen Integral de Prevención del Riesgo y el Régimen de Expropiaciones y Servidumbres Administrativas (derivado en cierta forma del Código Civil y Comercial).

2.1.4.1 Código Civil y Comercial

La Ley 26.994 sancionó la reforma al Código Civil vigente desde el siglo XIX, unificando (en teoría) la legislación civil y comercial de la Nación. El Código fue el producto de una labor interdisciplinaria de juristas encabezado por los máximos jueces de la Corte, llevando varios años de labor, con inspiración en diversos antecedentes, entre los cuales pueden citarse los proyectos de reforma elaborados hacia fines de la década del 90, los cuales no tuvieron recepción legislativa en aquel momento.

El nuevo Código aúna y acerca los preceptos y mandatos constitucionales al derecho privado y efectúa un reconocimiento explícito del derecho al ambiente sano, subordinando el ejercicio de los derechos individuales a los de incidencia colectiva y a la legislación ambiental vigente, en especial las normas de presupuestos mínimos y el derecho público local en tutela de los recursos naturales.

El Código Civil y Comercial Unificado hace hincapié, no solo en la armonización de los derechos individuales con los derechos de incidencia colectiva y en el ejercicio regular y no abusivo de los derechos, sino además en la prevención y deber de cuidado que debe seguirse en todo momento a los efectos de evitar o mitigar la producción del daño.

Existen puntos de convergencia entre la LGA, en lo que hace a la prevención y reparación del daño, con el nuevo Código, generando ámbitos sometidos a la necesaria interpretación jurisprudencial.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO Nº 74

En similar sentido, el Código reemplaza y simplifica los remedios existentes en el anterior Código, sancionado en el siglo XIX y modificado en los años 60 del siglo pasado, para prevenir o impedir situaciones de riesgo o daño, por una acción de cese de carácter más genérico, por cuanto es de esperar una mayor frecuencia de su empleo, en forma conjunta con el amparo con base constitucional. No hay a la fecha, por la reciente entrada en vigencia pronunciamientos que permitan trazar los criterios de interpretación.

Una de las innovaciones de la Ley 26.994, con incidencia para el proyecto en cuestión, es la exclusión de la responsabilidad del Estado, rigiéndose por norma específica (Ley 26.944 para el caso de la responsabilidad del Estado Nacional). El régimen de responsabilidad del Estado ha quedado remitido al derecho público de cada jurisdicción, rigiéndose en cada Provincia según las alternativas o criterios jurisprudenciales aplicables.

Implicancias para el Proyecto

El Código Civil reformado refuerza el contenido ambiental de las leyes de presupuestos mínimos, en lo que algunos analistas han definido como una "constitucionalización del derecho civil o el derecho privado" alineando las reglas en materia de responsabilidad por daño, con las referencias y definiciones contenidas en la Carta Magna y una suerte de "jerarquización" de los intereses colectivos. El énfasis que el nuevo texto coloca sobre la función preventiva del derecho y el deber de cuidado se encolumna en armonía con lo establecido en la LGA y las normativas provinciales y los principios de prevención, precaución y responsabilidad que deben orientar a la política pública en general. No posee incidencia directa sobre la ejecución de las obras, más allá de reforzar la aplicación de los recaudos y la prevención y diligencia en el obrar, resguardando los recursos naturales y el ambiente.

2.1.4.2 Régimen Integral de Prevención del Riesgo

Corresponde efectuar una mención somera a la vigencia de la Ley 27.287, sancionada a fines de 2016 con el fin de aggiornar, organizar y coordinar el manejo de situaciones de emergencia o riesgo, cualquiera fuese su origen. La norma establece el Sistema Nacional para la Gestión Integral del Riesgo con el objeto de integrar las acciones y articular el funcionamiento de los organismos del Gobierno Nacional, los Gobiernos Provinciales, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Municipales, junto con las organizaciones no gubernamentales y la sociedad civil, para fortalecer y optimizar las acciones destinadas a la reducción de riesgos, el manejo de la crisis y la recuperación de situaciones afectadas por acontecimientos de origen natural o antrópico, que pueden incluir, incendios, inundaciones o incluso accidentes industriales[6]. El Sistema Nacional para la Gestión Integral del Riesgo (SINAGIR) posee un vínculo con el Sistema de Protección de la Higiene y Seguridad en el trabajo, además del manejo de contingencias civiles y manejo de emergencias, todas cuestiones de importancia para el proyecto, dado su envergadura e impacto regional desde lo económico y estratégico, además de socio-ambiental.

[6] El Sistema Nacional para la Gestión Integral del Riesgo (SINAGIR) fue creado en octubre de 2016 tras la sanción de la Ley 27.287. El mismo, está integrado por el Consejo Nacional para la Gestión Integral del Riesgo y la Protección Civil, el Consejo Federal de Gestión Integral del Riesgo y la Protección Civil y la Secretaría Ejecutiva.

2.2 MARCO JURÍDICO AMBIENTAL CON INCIDENCIA EN LA ACTIVIDAD

En las siguientes secciones, se detallan y analizan los marcos institucionales con impacto e implicancias relevantes para las obras y actividades vinculadas a la construcción, operación y el mantenimiento del proyecto, incluyendo donde sea relevante, los aspectos vinculados a las operaciones de cierre o "decommissioning" concluida la vida útil de la misma y las instalaciones conexas, conforme a las buenas prácticas y reglas del arte en la materia.

2.2.1 Hidrocarburos y Gas

A comienzos de la década del noventa, en un marco de innovación normativa generalizada en el sector energético y de los recursos naturales, se sanciona la Ley 24.076 como marco general para la regulación del gas, desprendiendo los aspectos vinculados al transporte, el almacenamiento y la distribución del régimen general de los hidrocarburos, consagrada en la Ley 17.319 (luego modificada por diversas normas entre las cuales cabe señalar la Ley 24.196 y la Ley 27.007). La norma crea además un ente regulador con características autárquicas.

El régimen de hidrocarburos rige para las instancias de exploración y producción, incluyendo las operaciones intramuros, dentro del sitio de extracción, articulando desde la instancia de transporte con el régimen de la Ley 24.076. Esta norma, con los Decretos Reglamentarios 1.738/92 y 2.255/92 referido a las licencias de transporte y distribución, son complementadas por diversas resoluciones reglamentarias que incluyen normas técnicas, basados en el compendio de reglamentaciones de desempeño, elaborado desde los inicios de la actividad en el país, bajo el ámbito de Gas del Estado. En base a estas normas e inclusiones posteriores, se han ido complementando las regulaciones técnicas referidas a otras operaciones tales como la licuefacción o el procesamiento de gas para su transporte en buque.

El ENARGAS, en virtud de sus atribuciones reglamentarias, ha consolidado las mencionadas normas técnicas en una serie denominada "Normas Argentinas del Gas" o "NAG", que constituyen el "digesto técnico" a observar en todo lo que atañe a protección del ambiente y preservación de los aspectos vinculados con la seguridad. Las empresas subcontratistas y las que realicen obras y servicios para los sujetos del Art. 9 de la Ley 24.076, deben aplicar y adoptar la NAG 153 y los manuales, planes y estudios aprobados por el sujeto regulado que los contrate (como ser un tercero interesado), relacionados con la gestión y protección del ambiente.

La Resolución 186/95 del ENARGAS, efectuó modificaciones a las pautas de gestión ambiental y buenas prácticas para la construcción de ductos, siendo incorporados a las Normas Argentinas del Gas (NAG). Estas enmiendas fueron luego consolidadas y actualizadas en normas posteriores, las cuales reflejan una tendencia general en la técnica legislativa petrolera y minera, consistente en la referenciación con buenas prácticas y normas técnicas elaboradas por diferentes entidades y asociaciones profesionales con perfil científico y técnico, asegurando así la incorporación de normas de desempeño en continua mejora y perfeccionamiento acordes con los avances en el conocimiento y las buenas prácticas en la materia.

El digesto completo de normas NAG fue ordenado y aprobado por Resolución ENARGAS 2.747/02, siendo después consolidado con posteriores actualizaciones (Resoluciones ENARGAS 235/18 y 819/19). Las normas técnicas se encuentran organizadas actualmente en 6 grupos temáticos, siendo el Grupo 1 el que aplica para la construcción y la operación del transporte del gas aplicables al proyecto bajo análisis.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
75
FOLIO N°

Respecto de las líneas de transmisión, las normas contenidas en el primer grupo del Anexo I son:

- NAG 100 (93). Normas mínimas de seguridad para el transporte y la distribución de gas natural y otros gases por cañerías (GN – GL). Esta norma ha sido modificada por las Resoluciones ENARGAS 367/96, 492/97 y 4.167/17. El contenido de esta norma será desarrollado más adelante.
- NAG 102 (93). Conducción de gas natural y otros gases por cañerías. Informes anuales, informes de accidentes e informes relacionados con condiciones de seguridad (GN – GL).
- NAG 105 (80). Bases para la calificación de soldadores y operadores de soldadura por arco eléctrico y especificaciones de procedimientos (GN – GL).
- NAG 108 (84). Revestimiento anticorrosivo de tuberías en condiciones de operación normales (GN – GL).
- NAG 109 (86). Normas para almacenamiento de caños de acero revestidos y sin revestir (GN – GL).
- NAG 110 (86). Reglamentaciones sobre higiene y seguridad en el trabajo para las instalaciones de revestimiento anticorrosivo de cañerías de acero (GN – GL).
- NAG 112 (82). Norma para el proyecto, construcción y operación de plantas de almacenamiento de gases licuados de petróleo (GL).
- NAG 113 (82). Reglamento para la realización de obras a ejecutar por terceros, contratadas por el futuro usuario y supervisadas técnicamente por Gas del Estado (GN – GL).
- NAG 123 (87). Norma de colores de seguridad para instalaciones y lugares de trabajo (GN – GL).
- NAG 124 (90). Procedimiento general para pruebas de resistencia y hermeticidad de gasoductos (GN – GL). Modificada por Resolución ENARGAS 156/19.
- NAG 125 (90). Norma de seguridad en plantas de acondicionamiento, tratamiento y proceso del gas natural (GN – GL).
- NAG 126 (90). Norma de seguridad en plantas compresoras de gas natural (GN), enmendada por Resolución ENARGAS 282/22 (no aplica para instalaciones costa afuera).
- NAG 153 (02). Normas mínimas para la protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases por cañerías (GN – GL). El Texto Ordenado de esta norma fue aprobada por Resolución ENARGAS 609/09. Esta norma será desarrollada en detalle en los próximos párrafos.
- NAG 165 (81) / GE -R. 2-105. Normas mínimas de seguridad para obras y trabajos (GN – GL). Esta norma ha sido completada y actualizada con la elaboración de la Guía para Trabajos en Proximidad de Ductos, aprobada por Resolución ENARGAS 2.135/12.

En forma complementaria a las normas señaladas, la Resolución ENARGAS 56/19, establece los requisitos para la inscripción de Organismos de Certificación (OC) en el Registro de Organismos de Certificación (ROC) del ENARGAS, a fin de obtener la acreditación por parte del ente, así como establecer los requisitos para la evaluación de conformidad y certificación de productos y servicios para la industria del gas con las normas de aplicación.

2.2.1.1 Gasoductos

- **NAG 100: Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y la Distribución de Gas Natural y otros Gases por Cañerías**

La NAG 100 establece los estándares de diseño, operación y mantenimiento para las instalaciones de transmisión y distribución, y si bien la seguridad es la consideración básica de la norma, otros factores pueden imponer requerimientos adicionales a la especificación final de sistemas de cañerías a presión. Al no tener la NAG 100 características de manual de diseño, la utilización de sus contenidos deberá ser acompañada por apropiados criterios de ingeniería.

Esta Norma prescribe requisitos de seguridad para instalaciones de cañerías y el transporte de gas dentro de todo el territorio nacional y hasta los límites de su plataforma continental.

La misma cuenta con una Guía Técnica Complementaria que incluye recomendaciones de diseño, referencias de materiales y prácticas aconsejadas, para facilitar la mejor interpretación y forma de poner en práctica las especificaciones de la Norma. Por ello, las distintas secciones de esta Norma NAG 100 deben complementarse en todos los casos con el material de guía.

El Material Guía (dirigido principalmente a los gasoductos) incluye información y algunos de los métodos aceptables para colaborar con el operador en el cumplimiento de la Norma, siendo que las recomendaciones se basan en principios de ingeniería y su aplicación debe fundarse en un criterio de ingeniería sano y competente. Se aclara que este material es de consulta y no debe limitar el uso de otros métodos por parte del operador, máxime cuando la guía puede no resultar adecuada para todas las condiciones que se presenten.

Por sobre todo, la Norma expresamente aclara que, además de los requisitos que la misma prevé, son obligatorios los cuerpos legales nacionales, provinciales y municipales que en cada caso sean de aplicación.

En lo puntualmente ambiental, la Norma expresa en su Sección 4 que en todo proyecto, construcción, operación y mantenimiento de líneas de captación y transporte de gas natural e instalaciones complementarías, se tendrán en cuenta las políticas y normativas vigentes, nacionales, provinciales o municipales sobre contaminación ambiental y uso racional de los recursos hídricos. En este sentido, como Material Guía, se recomiendan el "Código de Práctica Ambiental" de ARPEL, y el "Manual de Gestión Ambiental de Conductos para Hidrocarburos e Instalaciones Complementarias" de la Secretaría de Energía.

- **Normas NAG 153: Protección Ambiental en el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por Cañerías**

Tal como se adelantará, la NAG 153/02 define las normas mínimas para la protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases por cañerías (GN – GL), habiendo sido su Texto Ordenado por Resolución ENARGAS 609/09.

El propósito de esta Norma es especificar los criterios y exigencias técnicas mínimas para: 1) identificar y cuantificar impactos ambientales, 2) formular medidas preventivas y correctivas de dichos impactos, y 3) establecer pautas y procedimientos comunes a los distintos estudios e informes ambientales durante las etapas de planificación, diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono o retiro de sistemas de transmisión y de sistemas de distribución de gas, y de las respectivas instalaciones complementarias.

La Norma se aplicará a las cinco etapas de desarrollo de un sistema o parte de éste, y los tipos de estudios y procedimientos ambientales requeridos, según etapas del proyecto, son los siguientes: Manual de Procedimientos Ambientales (MPA); Estudio Ambiental Previo (EAP); Estudio Ambiental Previo para Redes (EAPr); Estudio de Impacto Ambiental (EIA), y; Programa de Gestión Ambiental (PGA).

En función de lo expuesto, esta Norma se encuentra dividida en tres secciones:

- La Sección 1 comprende las definiciones, la descripción de los estudios y procedimientos según etapas del proyecto, el manual de procedimientos ambientales, y las especificaciones técnicas para la entrega de protocolos e informes ambientales.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
76
FOLIO N°

- La Sección 2 se dedica al Estudio Ambiental Previo (EAP o EAPr) y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para los sistemas de transmisión, de distribución y sus respectivas instalaciones complementarias.

Los EAP deberán estar orientados exclusivamente a analizar las ventajas y desventajas, desde el punto de vista ambiental, de distintas alternativas de emplazamiento de las líneas o sistemas de gas y sus instalaciones complementarias. El informe resultante del EAP o EAPr deberá ser conciso y limitado a los aspectos ambientales más importantes y significativos (la norma indica las secciones que han de conformar este Estudio).

Por su parte, el EIA estará orientado exclusivamente a identificar, enumerar y valorar los impactos ambientales que podrían generar las obras y tareas de construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión y distribución de gas y sus construcciones complementarias, una vez seleccionado el emplazamiento definitivo en función del EAP. Además, el EIA seleccionará los sitios ambientalmente aptos para el emplazamiento de instalaciones y de construcciones complementarias que demande la obra, incluyendo la extracción de materiales. En caso de que la Empresa no haya elaborado un Anteproyecto, el EIA deberá incluir una sección donde fundamentará la selección del emplazamiento definitivo, de características equivalentes a las indicadas para la elaboración de un EAP. El informe resultante del EIA deberá ser completo y estar conformado como mínimo por las secciones que indica la norma.

- La Sección 3 se enfoca en el Programa de Gestión Ambiental (PGA). El PGA es el conjunto de procedimientos técnicos que se deben formular durante la etapa de Proyecto, a fin de ser implementado durante las etapas de Construcción, Operación y Mantenimiento y Abandono o Retiro de un sistema de transporte o distribución de gas, sus instalaciones complementarias, o parte de éstos.

El PGA deberá estar conformado por los siguientes planes: Plan de Protección Ambiental (PPA); Plan de Contingencias Ambientales (PCA); Plan de Auditoría Ambiental (PAA), y; Plan de Abandono o Retiro (PAR).

El Programa de Gestión Ambiental debe ser dinámico, es decir, se deben actualizar sus contenidos a fin de mejorar el desempeño ambiental. La revisión del Programa de Gestión Ambiental deberá efectuarse con una frecuencia no menor a una cada tres años. En esa revisión se deberán evaluar los objetivos logrados, y fijar las metas a alcanzar.

Esta norma provee una pormenorizada serie de especificaciones y exigencias técnicas mínimas aplicables a la protección ambiental en cada una de las etapas que componen el transporte y la distribución de gas, sus instalaciones y obras complementarias, siendo su ámbito de aplicación todo el territorio nacional y hasta los límites de su plataforma continental. Al respecto, es menester tener en cuenta que el cumplimiento de esta normativa no exime de cumplir otras normas nacionales, provinciales o municipales, debiendo siempre satisfacerse las obligaciones más exigentes de cada una de ellas, desde el punto de vista técnico-ambiental.

- **Resolución SE N° 951/15**

Suma relevancia para el proyecto adquiere la Resolución SE 951/15, mediante la que se aprueba el *"Reglamento técnico para el transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos por ductos submarinos y las normas de protección ambiental aplicables a ductos submarinos que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos"*, que deben ser cumplidas por los concesionarios de transporte de oleoductos, poliductos y terminales marítimas, y los operadores de oleoductos y gasoductos de captación, correspondientes a sistemas de transporte costa afuera.

Esta Resolución deroga (y reemplaza) el Capítulo IX del Anexo I de la Resolución N° 1.460 de fecha 24 de octubre de 2006 de la Secretaría de Energía (la que aprobaba el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, que se aplicará a los oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias, por los cuales se hubiera otorgado una concesión en los términos de la Ley Nº 17.319 y el Decreto Nº 44/1991); y también lo dispuesto en el punto 2.7. del Anexo de la Disposición N° 123 de fecha 30 de agosto de 2006 de la Subsecretaría de Combustibles, dependiente de la Secretaría de Energía (que aprobaba las *"Normas de Protección Ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias"*). Ello, pues conforme se desprende de los fundamentos de esta norma, dada la extrema sensibilidad y particularidades del medio marino, y los daños que ocasionan los accidentes que se pudieran producir en las operaciones de extracción y transporte de hidrocarburos costa afuera, se estima necesaria la adopción de estándares internacionales específicos de comprobada eficacia, a efectos de garantizar la seguridad operativa como así también la prevención de fallas, roturas y/o derrames.

De acuerdo a lo expuesto, el Reglamento Técnico tiene por objetivo incrementar la seguridad en el diseño, construcción, operación, mantenimiento, integridad, desafectación y/o abandono de los sistemas que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos, conformados por cañerías o ductos submarinos, denominados normalmente ductos Offshore. En tal sentido, el Reglamento adopta la norma DNV-OS_F101 Submarine Pipeline Systems, edición agosto 2012, emitida por DET NORSKE VERITAS AS, con más otros agregados que prevé el Reglamento. Es por ello que los proyectos deberán ser supervisados (desde el inicio) por entidades especializadas que certificarán el diseño, construcción y operación segura del sistema. Es importante señalar que el Reglamento detalla mínima que se requerirá en lo relativo al diseño, construcción y operación, amén de los manuales (v.gr. Manual de Integridad) y/o procedimientos que resulten necesarios agregar en relación a estas etapas.

En cuanto a las Normas de Protección Ambiental aplicables a Ductos Submarinos que Transportan Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, las mismas comienzan por prescribir el desarrollo de la industria hidrocarburífera off shore de manera ambientalmente responsable, abierta y transparente. Asimismo, incorpora el principio precautorio, al disponer que "La ausencia de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para posponer medidas que prevengan la degradación del ambiente". En tal sintonía, ordena a los operadores que lleven a cabo el transporte de hidrocarburos por ductos la adopción y aplicación de las mejores opciones posibles a efectos de minimizar o prevenir los efectos contraproducentes sobre el ambiente. Particularmente, se señala la necesidad de evitar impactos sobre el medio marino, sus hábitats y comunidades, las especies en peligro de extinción y amenazadas, la calidad del aire, del agua y del lecho marino.

Previo a abordar lo relativo a la Evaluación Ambiental, se remarca la necesidad de contar con información, anticipándose a la posibilidad de que los datos existentes sean insuficientes a los fines de realizar la línea de base. En atención a ello, se establece un trabajo colaborativo entre industria y Estado a los fines de obtener la mejor y mayor información posible, sugiriendo asimismo la utilización del "Atlas de Sensibilidad Ambiental de la Costa y el Mar Argentino" elaborado por el Proyecto para la Prevención de la Contaminación Costera, realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

En lo que respecta a la Evaluación Ambiental, se prescriben una serie de cuestiones a tener en cuenta, como el alcance, duración e intensidad de la actividad y los impactos acumulativos, tanto en sí misma como en combinación con otras en el mismo medio marino (aquí se incorpora la visión de evaluación estratégica ya comentada párrafos atrás).

Asimismo, las normas incluyen la obligatoriedad de preparar y mantener un Plan de Gestión Ambiental, de realizar un monitoreo de los efectos ambientales, y de proporcionar una formación, entrenamiento y capacitación de protección ambiental a los empleados y contratistas con los que operen.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
77
FOLIO N°

Vale agregar que las normas establecen criterios de localización, indicando que el trazado del ducto deberá ser seleccionado teniendo en cuenta por lo menos dos alternativas de localización, teniendo en cuenta la seguridad pública y del personal, la protección del ambiente y la probabilidad de daño a la tubería u otras instalaciones. Se detallan los factores ambientales, de infraestructura, socioeconómicos y generales que habrán de ser especialmente considerados.

En lo que respecta a las características topográficas que puedan afectar la estabilidad y las instalaciones, o la influencia de la intervención de la tubería en el lecho marino, deberán practicarse un Estudio del Trazado y un Estudio del Riego Geológico. Asimismo, se deberán determinar las propiedades geotécnicas de los depósitos del fondo marino necesarias para evaluar los efectos de las condiciones de carga correspondientes, y se deben establecer las propiedades geotécnicas de los suelos para determinar la adecuación de su capacidad de soporte y estabilidad a lo largo de la traza. Desde ya, se señalan las condiciones ambientales a tenerse en cuenta.

La norma prescribe cuáles han de ser los contenidos de los Estudios Ambientales. A saber:

a. Ambiente geológico.
b. Ambiente atmosférico.
c. Ambiente marino.
d. Ambiente costero.
e. Ambiente biológico.
f. Calidad del aire.
g. Actividades comerciales.
h. Actividades recreativas.
i. Asuntos socio-económicos y culturales.
j. Interacciones con la fauna y flora marina.

Asimismo, las normas ambientales prevén un Plan de Contingencias para derrames de hidrocarburos mientras las instalaciones se encuentran operativas, con énfasis en aquellas contramedidas que se consideren apropiadas para las emergencias ambientales. Relacionado con esto, se encuentra el deber de capacitación para con todo el personal, en el entendimiento de que las políticas y procedimientos deben ser entendidos por todos. Más allá de detallarse los contenidos que ha de incluir la capacitación, se indica que el personal a cargo del gerenciamiento de las operaciones deberá estar capacitado en lo relativo a la legislación ambiental y a las políticas ambientales de la empresa, mientras que los trabajadores operativos deberán tener una instrucción con mayor énfasis en los procedimientos a seguir en el caso de tareas específicas.

También la norma establece la presentación de Informes Ambientales para todas las instalaciones y en cada una de sus etapas: anteproyecto, construcción, operación, desafectación y abandono.

Las normas también incluyen una exigencia de suma importancia, que es el Estudio Ambiental Previo (EAP). El mismo debe poder aportar información necesaria para evaluar alternativas del proyecto de forma tal de poder comparar trazados y sus impactos asociados, de manera de seleccionar aquel que presente un impacto menor para el ambiente. El mismo debe presentar el desarrollo metodológico utilizado para comparar dos o más alternativas de trazado de tuberías y la justificación ambiental por la alternativa seleccionada. El EAP se corresponde con las etapas de prefactibilidad e ingeniería básica del proyecto, y deberá presentarse a efectos de que la obra sea autorizada. Téngase presente que la aprobación del EAP es requisito indispensable para que se proceda a tramitar la Concesión de Transporte correspondiente.

Una vez seleccionada y aprobada la alternativa, debe realizarse sobre la misma un Estudio Ambiental de la Construcción - Puesta en Marcha (EACP) y un Plan de Contingencias (PC). Los mismos deben ser presentados previo al inicio de la construcción del proyecto (con una anticipación de 60 días al inicio de la obra) y serán utilizados como herramientas de gestión ambiental durante las etapas de Proyecto Ejecutivo, Construcción y Puesta en marcha. Al ser aprobados se podrá autorizar el inicio de las obras.

Finalmente, para la etapa de Operación y Mantenimiento deberá realizarse una Auditoría Ambiental de la Operación y Mantenimiento (AAOM) enfocada en las actividades, en la infraestructura operacional del sistema y en las tareas de mantenimiento y control de la integridad de las instalaciones, donde se evaluará el cumplimiento de los muestreos y mediciones propuestos, vinculados a las acciones para minimizar los posibles impactos al ambiente por la operación de los ductos submarinos. Esta Auditoría deberá evaluar el cumplimiento de las medidas de mitigación de los posibles impactos ambientales identificados en el EACP y verificar si se evidencian cambios en los ítems que componen el Estudio Ambiental.

La AAOM y el PC deberán ser presentados con una antelación mínima de 60 días al inicio de la operación de las instalaciones. Luego la AAOM deberá presentarse anualmente, y junto a la misma el PC. Posteriormente, el PC se presentará cada dos años y/o cada vez que se realice una modificación y/o actualización del mismo.

Por último, y en su oportunidad, habrá que presentar un Informe de Desafectación de Ductos e Instalaciones Complementarias; un Estudio Ambiental para el Abandono de Ductos e Instalaciones Complementarias; e Informes de Ocurrencia de Incidentes Contaminantes.

- **Disposición N° 123/06 de la Subsecretaría de Combustibles**

Conforme fuera indicado en el punto que antecede, es la Disposición 123/2006 de la Subsecretaría de Combustibles la que aprueba las "Normas de Protección Ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias". Esta Disposición es de cumplimiento obligatorio para toda persona física o jurídica que solicite o detente la titularidad de una Concesión de Transporte de hidrocarburos líquidos por oleoductos, poliductos o terminales en el marco de la Ley Nº 17.319 y sus reglamentaciones. Todo ello, desde ya, con la salvedad apuntada en lo relativo a ductos submarinos.

El objeto del presente reglamento es lograr una gestión ambiental adecuada que contribuya a preservar el ambiente y los recursos naturales y de valor socioeconómico, para cada una de las etapas de anteproyecto, construcción, operación, mantenimiento, desafectación y abandono de oleoductos y poliductos por las cuales se haya otorgado, o se encuentre en trámite de otorgamiento una concesión de transporte de hidrocarburos líquidos.

Para alcanzar este objetivo los concesionarios deberán presentar ante la Autoridad de Aplicación, Estudios Ambientales y sus correspondientes Planes de Contingencia e Informes de Monitoreo Ambiental.

Al respecto, vale señalar que la previamente comentada Resolución SE 951/2015 se diferenció del régimen de la Disposición 123/2006 en atención a la extrema sensibilidad y particularidades del medio marino, cuestión que aconsejaba la adopción de estándares internacionales específicos de comprobada eficacia, a efectos de garantizar la seguridad operativa como así también la prevención de fallas, roturas y/o derrames. No obstante, se aprecian exigencias afines entre una y otra norma.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
78
FOLIO N°

En este sentido, esta Disposición también establece la necesidad de formular Informes de Monitoreo Ambiental (IMA), Estudios Ambientales (EAs) y el Plan de Contingencias (PC), que deberán elaborarse para todas las instalaciones involucradas de acuerdo con la etapa que corresponda: anteproyecto, construcción, operación, desafectación y abandono.

Aquí también, los citados Estudios Ambientales consisten en: Estudio Ambiental Previo (EAP); Estudio Ambiental de la Construcción y Puesta en Marcha (EACP), y; Estudio Ambiental de la Operación y Mantenimiento (EAOM). De igual modo, también aquí debe elaborarse un Informe de Desafectación de Ductos e Instalaciones Complementarias (ID) y un Estudio Ambiental para el Abandono de Ductos e Instalaciones Complementarias (EAA).

En cuanto a los Informes de Monitoreo Ambiental, los mismos se exigen tanto en las etapas de construcción, operación y mantenimiento, como de abandono, detallando la norma los impactos que han de considerarse y las medidas de mitigación a adoptar.

La norma detalla las formas que han de respetarse, y contenidos que han de considerarse, en cada uno de los documentos referenciados.

Implicancias para el Proyecto

La NAG 100 impone respetar los estándares de seguridad que establece, en cuanto al diseño, operación y mantenimiento para las instalaciones de transmisión y distribución. En lo estrictamente ambiental, la misma se remite a las políticas y normativas vigentes, nacionales, provinciales o municipales sobre contaminación ambiental y uso racional de los recursos hídricos, sugiriendo además la adopción de buenas prácticas ambientales establecidas en el *"Código de Práctica Ambiental"* de ARPEL, y en los el *"Manual de Gestión Ambiental de Conductos para Hidrocarburos e Instalaciones Complementarias"* de la Secretaría de Energía.

En cuanto a la NAG 153, la misma contempla una serie de requisitos mínimos tendientes a identificar y cuantificar impactos ambientales, formular medidas preventivas y correctivas de los mismos, y establecer pautas y procedimientos comunes a los distintos estudios e informes ambientales durante las etapas de planificación, diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono o retiro de sistemas de transmisión y de sistemas de distribución de gas, y de las respectivas instalaciones complementarias. De ahí que la norma especifique los tipos de estudios y procedimientos ambientales (y su contenido) requeridos según la etapa de desarrollo del sistema o parte de éste. La norma detalla las especificaciones y exigencias técnicas mínimas aplicables a la protección ambiental en cada una de las etapas que componen el transporte y la distribución de gas, sus instalaciones y obras complementarias, pero funciona como un estándar de cumplimiento mínimo, que puede ser maximizado otras normas nacionales, provinciales o municipales aplicables.

Finalmente, y conforme se pudo apreciar, la Resolución SE 951/15 adquiere singular importancia para el proyecto, en tanto indica con precisión los recaudos a cumplimentar a efectos de poder dar inicio a las obras de construcción, y posteriormente a la operación de las instalaciones. Especialmente, habrá que considerar los contenidos mínimos que la norma prevé para cada uno Estudios, Informes y Planes Ambientales que exige tramitar, esto es, la Evaluación Ambiental, el Plan de Gestión Ambiental, el Plan de Monitoreo, los Programas de Capacitación, el Plan de Contingencias, el Estudio Ambiental Previo (EAP), el Estudio Ambiental de la Construcción - Puesta en Marcha (EACP), el Plan de Contingencias (PC), y la Auditoría Ambiental de la Operación y Mantenimiento (AAOM). Téngase presente que el cumplimiento de lo preceptuado por la norma es requisito ineludible para el inicio de las obras de construcción, y posteriormente para la operación de las instalaciones.

De igual modo, y en relación a las obras y operaciones en tierra, habrá de considerarse la aplicación de la Disposición N° 123/06 de la Subsecretaría de Combustibles.

2.2.1.2 Gas Natural Licuado – GNL

- **Resolución SE N° 338/12**

La Resolución SE 338/12 fue elaborada en parte para suplir las lagunas normativas en el ámbito de las actividades de regasificación y constituye una reglamentación parcial de la Ley de Hidrocarburos (Ley 17.319) y también del régimen de GLP sancionado por la Ley 26.020. Ambas normas habilitan al PEN a reglamentar actividades ligadas a la comercialización y transporte de hidrocarburos. Similarmente, se remite al régimen marco del gas (Ley 24.076) y faculta la delegación de atribuciones en el ENARGAS, en tanto organismo sectorial especializado, con aplicación subsidiaria de las normas técnicas del gas a las actividades del GLP.

La Resolución SE 338/12, adopta una técnica regulatoria, similar a la que rige para las actividades de regasificación en otras regiones del mundo, en base más a normas de desempeño, tomando como baremo a las disposiciones técnicas en vigencia y pautas de desempeño que permite incorporar los desarrollos tecnológicos y avances que se producen en la ingeniería, la seguridad e higiene.

La aprobación de las plantas de regasificación, conforme la norma, requiere un esquema de certificaciones independientes referidas a cuestiones de diseño, seguridad y protección ambiental, a cargo de empresas o profesionales asociadas a sociedades de clasificación internacional con acreditada trayectoria en materia de GNL y terminales similares[7].

Cabe recordar que la remisión a la labor de las sociedades de clasificación se encuentra en línea con el régimen asegurador marítimo o de prevención de la contaminación marina. Son exigibles los siguientes certificados, conforme al Artículo 6:

Certificado de Diseño, correspondiente a la verificación satisfactoria del proyecto y de la Ingeniería Básica y de Detalle, previa revisión de los Análisis de Riesgos y Estudios Ambientales del emplazamiento.

Certificado de Materiales y Equipamiento, corresponde a la inspección satisfactoria de materiales, componentes y equipos principales.

Certificado de Instalación, corresponde a la inspección satisfactoria del pilotaje, la construcción, y emplazamiento de las instalaciones. (Se estima que esta exigencia será reemplazada con las certificaciones emitidas respecto del casco según REGINAVE).

Certificado de Operación Segura e Informe Final, corresponde a la verificación satisfactoria de las pruebas y ensayos sectorizados y posterior puesta en marcha de las instalaciones.

La norma contempla plazos perentorios para la presentación de estas certificaciones en función de los avances de la obra.

[7] Conforme al artículo 6 de la norma, *"...La Terminal deberá contar con certificados expedidos por una Sociedad de Clasificación —o compañías asociadas a las mismas— con pericia reconocida en instalaciones de gas y petróleo, miembro de la INTERNATIONAL ASSOCIATION OF CLASSIFICATION SOCIETIES LTD. (IACS). La Sociedad de Clasificación o sus compañías asociadas deberán acreditar ante la Autoridad de Aplicación, la idoneidad y experiencia suficientes para emitir los certificados exigidos por la presente normativa..."*

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
79
FOLIO N°

El régimen establecido en la Resolución 338/12 remite, a los efectos de los controles y monitoreos posteriores durante la vida útil del proyecto, al modelo de auditorías de seguridad, higiene y ambiente, que se adopta para otras actividades del sector energético, conforme a la Resolución 266/08 de la SE, en base a auditorías a cargo de universidades nacionales. También conforma, junto al régimen de auditorías anuales, un registro de profesionales idóneos con el fin de efectuar un seguimiento técnico.

Implicancias para el Proyecto

Ambas normas señaladas abordan aspectos referidos a la gestión del gas en la interfase agua y transporte por ductos con licuefacción, aunque el diseño y la concepción de las mismas apunta a las claras a las actividades de importación de gas en buques metaneros y su regasificación en instalaciones costeros, muelles adaptados y buques de regasificación, tal como ha sido la operatoria en el país hasta la fecha. La actividad en cuestión es el circuito inverso, con licuefacción previa y luego carga a buque para exportación. Es un fenómeno similar al ocurrido en otros países como EE.UU. Malasia, o países productores del Mar del Norte, en donde los cambios tecnológicos y el auge del desarrollo de gas no-convencional también ha cambiado el perfil de las instalaciones de logística de importadores a exportadores de gas.

En ambos casos, sin embargo, las normas siguen una lógica similar con fuerte impronta en criterios de desempeño y evaluaciones de riesgo incorporadas al proceso de evaluación ambiental. En este sentido, ambas normas, en lo que hace al esquema de articulación entre las autoridades sectoriales (ENARGAS o Secretaría de Energía), con otras reparticiones y jurisdicciones, sigue un modelo de federalismo concertado con remisión a las potestades de cada provincia en materia de ordenamiento territorial, radicación industrial y evaluación de impacto ambiental. El anexo de la Resolución 338/12 también remite, en un sentido similar al descripto en otras secciones de este informe, a las exigencias de participación ciudadana, transparencia y acceso a la información.

- **Resolución SE N° 951/15**

Suma relevancia para el proyecto adquiere la Resolución SE 951/15, mediante la que se aprueba el *"Reglamento técnico para el transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos por ductos submarinos y las normas de protección ambiental aplicables a ductos submarinos que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos"*, que deben ser cumplidas por los concesionarios de transporte de oleoductos, poliductos y terminales marítimas, y los operadores de oleoductos y gasoductos de captación, correspondientes a sistemas de transporte costa afuera.

Esta Resolución deroga (y reemplaza) el Capítulo IX del Anexo I de la Resolución N° 1.460 de fecha 24 de octubre de 2006 de la Secretaría de Energía (la que aprobaba el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, que se aplicará a los oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias, por los cuales se hubiera otorgado una concesión en los términos de la Ley Nº 17.319 y el Decreto Nº 44/1991); y también lo dispuesto en el punto 2.7. del Anexo de la Disposición N° 123 de fecha 30 de agosto de 2006 de la Subsecretaría de Combustibles, dependiente de la Secretaría de Energía (que aprobaba las *"Normas de Protección Ambiental para los sistemas de transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias"*). Ello, pues conforme se desprende de los fundamentos de esta norma, dada la extrema sensibilidad y particularidades del medio marino, y los daños que ocasionan los accidentes que se pudieran producir en las operaciones de extracción y transporte de hidrocarburos costa afuera, se estima necesaria la adopción de estándares internacionales específicos de comprobada eficacia, a efectos de garantizar la seguridad operativa como así también la prevención de fallas, roturas y/o derrames.

De acuerdo a lo expuesto, el Reglamento Técnico tiene por objetivo incrementar la seguridad en el diseño, construcción, operación, mantenimiento, integridad, desafectación y/o abandono de los sistemas que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos, conformados por cañerías o ductos submarinos, denominados normalmente ductos Offshore. En tal sentido, el Reglamento adopta la norma DNV-OS_F101 Submarine Pipeline Systems, edición agosto 2012, emitida por DET NORSKE VERITAS AS, con más otros agregados que prevé el Reglamento. Es por ello que los proyectos deberán ser supervisados (desde el inicio) por entidades especializadas que certificarán el diseño, construcción y operación segura del sistema. Es importante señalar que el Reglamento detalla mínima que se requerirá en lo relativo al diseño, construcción y operación, amén de los manuales (v.gr. Manual de Integridad) y/o procedimientos que resulten necesarios agregar en relación a estas etapas.

En cuanto a las Normas de Protección Ambiental aplicables a Ductos Submarinos que Transportan Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos, las mismas comienzan por prescribir el desarrollo de la industria hidrocarburífera off shore de manera ambientalmente responsable, abierta y transparente. Asimismo, incorpora el principio precautorio, al disponer que "*La ausencia de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para posponer medidas que prevengan la degradación del ambiente*". En tal sintonía, ordena a los operadores que lleven a cabo el transporte de hidrocarburos por ductos la adopción y aplicación de las mejores opciones posibles a efectos de minimizar o prevenir los efectos contraproducentes sobre el ambiente. Particularmente, se señala la necesidad de evitar impactos sobre el medio marino, sus hábitats y comunidades, las especies en peligro de extinción y amenazadas, la calidad del aire, del agua y del lecho marino.

Previo a abordar lo relativo a la Evaluación Ambiental, se remarca la necesidad de contar con información, anticipándose a la posibilidad de que los datos existentes sean insuficientes a los fines de realizar la línea de base. En atención a ello, se establece un trabajo colaborativo entre industria y Estado a los fines de obtener la mejor y mayor información posible, sugiriendo asimismo la utilización del "Atlas de Sensibilidad Ambiental de la Costa y el Mar Argentino" elaborado por el Proyecto para la Prevención de la Contaminación Costera, realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

En lo que respecta a la Evaluación Ambiental, se prescriben una serie de cuestiones a tener en cuenta, como el alcance, duración e intensidad de la actividad y los impactos acumulativos, tanto en sí misma como en combinación con otras en el mismo medio marino (aquí se incorpora la visión de evaluación estratégica ya comentada párrafos atrás).

Asimismo, las normas incluyen la obligatoriedad de preparar y mantener un Plan de Gestión Ambiental, de realizar un monitoreo de los efectos ambientales, y de proporcionar una formación, entrenamiento y capacitación de protección ambiental a los empleados y contratistas con los que operen.

Vale agregar que las normas establecen criterios de localización, indicando que el trazado del ducto deberá ser seleccionado teniendo en cuenta por lo menos dos alternativas de localización, teniendo en cuenta la seguridad pública y del personal, la protección del ambiente y la probabilidad de daño a la tubería u otras instalaciones. Se detallan los factores ambientales, de infraestructura, socioeconómicos y generales que habrán de ser especialmente considerados.

En lo que respecta a las características topográficas que puedan afectar la estabilidad y las instalaciones, o la influencia de la intervención de la tubería en el lecho marino, deberán practicarse un Estudio del Trazado y un Estudio del Riego Geológico. Asimismo, se deberán determinar las propiedades geotécnicas de los depósitos del fondo marino necesarias para evaluar los efectos de las condiciones de carga correspondientes, y se deben establecer las propiedades geotécnicas de los suelos para determinar la adecuación de su capacidad de soporte y estabilidad a lo largo de la traza. Desde ya, se señalan las condiciones ambientales a tenerse en cuenta.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
80
FOLIO N°

La norma prescribe cuáles han de ser los contenidos de los Estudios Ambientales. A saber:

a) Ambiente geológico
b) Ambiente atmosférico
c) Ambiente marino
d) Ambiente costero
e) Ambiente biológico
f) Calidad del aire
g) Actividades comerciales
h) Actividades recreativas
i) Asuntos socio-económicos y culturales
j) Interacciones con la fauna y flora marina

Asimismo, las normas ambientales prevén un Plan de Contingencias para derrames de hidrocarburos mientras las instalaciones se encuentran operativas, con énfasis en aquellas contramedidas que se consideren apropiadas para las emergencias ambientales. Relacionado con esto, se encuentra el deber de capacitación para con todo el personal, en el entendimiento de que las políticas y procedimientos deben ser entendidos por todos. Más allá de detallarse los contenidos que ha de incluir la capacitación, se indica que el personal a cargo del gerenciamiento de las operaciones deberá estar capacitado en lo relativo a la legislación ambiental y a las políticas ambientales de la empresa, mientras que los trabajadores operativos deberán tener una instrucción con mayor énfasis en los procedimientos a seguir en el caso de tareas específicas.

También la norma establece la presentación de Informes Ambientales para todas las instalaciones y en cada una de sus etapas: anteproyecto, construcción, operación, desafectación y abandono.

Las normas también incluyen una exigencia de suma importancia, que es el Estudio Ambiental Previo (EAP). El mismo debe poder aportar información necesaria para evaluar alternativas del proyecto de forma tal de poder comparar trazados y sus impactos asociados, de manera de seleccionar aquel que presente un impacto menor para el ambiente. El mismo debe presentar el desarrollo metodológico utilizado para comparar dos o más alternativas de trazado de tuberías y la justificación ambiental por la alternativa seleccionada. El EAP se corresponde con las etapas de prefactibilidad e ingeniería básica del proyecto, y deberá presentarse a efectos de que la obra sea autorizada. Téngase presente que la aprobación del EAP es requisito indispensable para que se proceda a tramitar la Concesión de Transporte correspondiente.

Una vez seleccionada y aprobada la alternativa, debe realizarse sobre la misma un Estudio Ambiental de la Construcción - Puesta en Marcha (EACP) y un Plan de Contingencias (PC). Los mismos deben ser presentados previo al inicio de la construcción del proyecto (con una anticipación de 60 días al inicio de la obra) y serán utilizados como herramientas de gestión ambiental durante las etapas de Proyecto Ejecutivo, Construcción y Puesta en marcha. Al ser aprobados se podrá autorizar el inicio de las obras.

Finalmente, para la etapa de Operación y Mantenimiento deberá realizarse una Auditoría Ambiental de la Operación y Mantenimiento (AAOM) enfocada en las actividades, en la infraestructura operacional del sistema y en las tareas de mantenimiento y control de la integridad de las instalaciones, donde se evaluará el cumplimiento de los muestreos y mediciones propuestos, vinculados a las acciones para minimizar los posibles impactos al ambiente por la operación de los ductos submarinos. Esta Auditoría deberá evaluar el cumplimiento de las medidas de mitigación de los posibles impactos ambientales identificados en el EACP y verificar si se evidencian cambios en los ítems que componen el Estudio Ambiental.

La AAOM y el PC deberán ser presentados con una antelación mínima de 60 días al inicio de la operación de las instalaciones. Luego la AAOM deberá presentarse anualmente, y junto a la misma el PC. Posteriormente, el PC se presentará cada dos años y/o cada vez que se realice una modificación y/o actualización del mismo.

Por último, y en su oportunidad, habrá que presentar un Informe de Desafectación de Ductos e Instalaciones Complementarias; un Estudio Ambiental para el Abandono de Ductos e Instalaciones Complementarias; e Informes de Ocurrencia de Incidentes Contaminantes.

Implicancias para el Proyecto

Conforme se pudo apreciar, la Resolución SE 951/15 adquiere singular importancia para el proyecto, en tanto indica con precisión los recaudos a cumplimentar a efectos de poder dar inicio a las obras de construcción, y posteriormente a la operación de las instalaciones. Especialmente, habrá que considerar los contenidos mínimos que la norma prevé para cada uno Estudios, Informes y Planes Ambientales que exige tramitar, esto es, la Evaluación Ambiental, el Plan de Gestión Ambiental, el Plan de Monitoreo, los Programas de Capacitación, el Plan de Contingencias, el Estudio Ambiental Previo (EAP), el Estudio Ambiental de la Construcción - Puesta en Marcha (EACP), el Plan de Contingencias (PC), y la Auditoría Ambiental de la Operación y Mantenimiento (AAOM).

Téngase presente que el cumplimiento de lo preceptuado por la norma es requisito ineludible para el inicio de las obras de construcción, y posteriormente para la operación de las instalaciones.

2.2.2 Navegación, Puertos y Operatoria Portuaria

Las operaciones de licuefacción y carga posterior a buques gaseros, quedará sujeta, parcialmente a las exigencias de la Ley de la Navegación (Ley 20.094) y las reglamentaciones marítimas y fluviales dictadas en su consecuencia cuya fiscalización se encuentra bajo la órbita de la PNA. Esta autoridad, con capacidad técnica exclusiva en materia específica de operatorias de buques en aguas jurisdiccionales, ha incorporado normas internacionales en el plexo del REGINAVE de aplicación al caso, y otras disposiciones emanadas de su autoridad sobre toda embarcación flotante.

A continuación, se señalan sucintamente las normas de la Ley de la Navegación, REGINAVE y complementarias aplicables a la operación del buque licuefactor y carga a buques receptores, teniendo en cuenta que en gran medida constituyen la transposición del derecho internacional analizado al derecho nacional.

2.2.2.1 Ley de Navegación

Entre otras secciones de la Ley de Navegación, a ser tenidas en cuenta por las operaciones de regasificación, se enumeran:

- Título II, Capítulo 1, Sección 3; Daños a instalaciones portuarias;
- Título II, Capítulo 2, Secciones 1 y 2, Régimen administrativo del buque y del artefacto naval, individualización, registro y nacionalidad; Secciones 5 y 6 referidas a las condiciones de seguridad e idoneidad de buques y artefactos y el régimen de inspecciones por parte de las autoridades competentes; Sección 7, referida a los certificados de seguridad requeridos por PNA (en forma armonizada con lo exigido por convenios internacionales); Sección 8 sobre la documentación obligatorio de todo buque o artefacto naval;
- Título III, Capítulo 3, Sección 6, referida a los seguros marítimos, debiendo articular estas provisiones con las exigencias de los seguros contra contaminación previstas en el derecho internacional y su exigibilidad en el derecho interno.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
81
FOLIO N°

2.2.2.2 REGINAVE

El REGINAVE constituye la reglamentación central de la actividad marítima, fluvial y lacustre, en función de la Ley de la Navegación citada y de los diferentes acuerdos internacionales receptados en el derecho interno, en algunos casos con la formal aprobación legislativa del instrumento internacional, en otros, con la incorporación de los términos del tratado a la reglamentación interna, sin haber una aprobación formal.

En función del mecanismo flexible que posee la OMI para la actualización periódica de los aspectos técnicos que atañen a los convenios internacionales a los cuales Argentina es parte, la PNA posee amplias facultades para asimilar o, en su caso equiparar normas o procedimientos internacionales con otros esquemas, siempre que los resultados aseguren un nivel de protección ambiental o de seguridad equivalente[8].

Del REGINAVE revisten importancia las siguientes secciones:

- Título I, Capítulo 4, sobre sistemas de lucha contra incendio e inundaciones.

- Título II, Capítulo 3, sobre los Libros Registros de uso obligatorio a bordo de los buques y artefactos navales y Capítulo 4 sobre condiciones, inspecciones y certificados de seguridad, Capítulo 6 sobre gestión de la seguridad operacional del buque y para la prevención de la contaminación.

- Título IV, Capitulo 7 sobre seguridad en los trabajos de reparación y mantenimiento, Capitulo 8, Sección 9 sobre normas de seguridad durante operaciones de desgasificación, limpieza, reparación y mantenimiento, Capítulo 14, Sección 5 sobre transporte de gases licuados a granel. En particular cabe señalar los Artículos 414.0501 a 414.0503 que rezan:

"...414.0501. ***Aplicación***

El transporte de gases licuados a granel se rige, según corresponda por el: a) Código para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel o "Código de Gaseros" (CG) aprobado por Resolución A.328 (IX) de la Asamblea de la Organización Marítima Internacional (OMI), o por el b) Código internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel o "Código Internacional de Gaseros" (CIG) aprobado por Resolución MSC 5 (48) del Comité de Seguridad Marítima de la Organización Marítima Internacional (OMI).

"414.0502. ***Definición de gasero***

A los efectos de la aplicación de la presente Sección, se entenderá por "Gasero" a todo buque construido o adaptado para el transporte a granel de gases licuados.

"414.0503. ***Autorización de transporte para buques gaseros no comprendidos por el Código de Gaseros (CG) o por el Código Internacional para la construcción y el equipo de buques que transporten gases licuados a granel (CIG)***

Cuando se transporten gases licuados a granel en buques gaseros distintos de los especificados en el Artículo 414.0501., estos buques deberán poseer una autorización de transporte que certifique que el buque es apto para transportar dichos productos. La Prefectura establecerá los requisitos que sean de aplicación en cada caso particular y otorgará a los buques de la Marina Mercante Nacional las autorizaciones correspondientes...".

[8] Ver Ordenanza Marítima 02/09 y 2/15.

En función de estas exigencias y de las reglamentaciones dictadas con posterioridad (ver abajo), el buque debe cumplir con cualquiera de los códigos internacionales mencionados, o bien contar con una autorización expresa emitida por la PNA.

El Título 8 del REGINAVE, se encuentra dedicado íntegramente a la prevención de la contaminación proveniente de los buques e incorpora los cinco capítulos de MARPOL actualmente vigentes y adoptados por la República Argentina.

2.2.2.3 Reglamentaciones PNA

Las citadas normas agrupadas en el REGINAVE, son complementadas con las siguientes reglamentaciones específicas emitidas por la máxima autoridad de la PNA, o por dependencias técnicas subordinadas a la misma.

Ordenanza 01/80. Esta Ordenanza establece los requisitos que deberán cumplir los interesados en realizar cualquier vertimiento comprendido en los términos de la Convención de Londres de 1972, de aplicación a la solicitud de autorización para dragados.

Ordenanza 03/81, regula las prevenciones a adoptar en las operaciones de alijo de cargas de hidrocarburos. El Anexo contiene un *check list* de cuestiones a ser contempladas en forma previa a toda operación de estas características. No es explícita su aplicación a buques gaseros.

Ordenanza 2/88, referida a la obligación de informar a navegantes sobre el emplazamiento del equipo o instalación costa afuera. Si bien ha sido concebida para las instalaciones costa afuera para la exploración y explotación de la plataforma submarina, es aplicable a cualquier instalación utilizada para la carga o logística del gas.

Ordenanza 01/90. Establece, en función de lo establecido en SOLAS 74 las exigencias de informar a la autoridad marítima con una antelación de 24 horas para toda operación de carga o descarga de gases, cumplimentando la *check list* adjuntado a la norma (Anexo 3).

Ordenanza 02/91. Establece los requisitos para la autorización para el transporte de gases a granel. (ver las modificaciones introducidas por la Ordenanza 05/98).

Ordenanza 01/93. Esta Ordenanza establece los requisitos que deberán cumplir los buques cuando carguen o descarguen hidrocarburos, sustancias líquidas o gases en terminales, muelles, plataformas o monoboyas. La norma fue diseñada teniendo más en cuenta la operatoria de descarga de hidrocarburos líquidos a tierra, o en su caso la carga de crudo en monoboyas offshore. No obstante, el Anexo B se aplica a las operaciones de quimiqueros y gaseros.

Ordenanza 07/97. Establece el formato que deberá tener el Libro Registro de Hidrocarburos, con el fin de cumplir con las exigencias de MARPOL.

Ordenanza 8/97, contiene los requisitos establecidos por la OMI, para la obtención de los certificados requeridos por el Código Internacional de la Seguridad Operacional del Buque y la Prevención de la Contaminación. Este Código fue aprobado por la OMI, en virtud de las exigencias contenidas en el Convenio SOLAS y requiere la implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad por parte de la compañía armadora y del buque, sujeta a revisión y auditorías externas, por parte de la PNA. El certificado tiene una vigencia de 5 años con auditorias intermedias obligatorias.

Ordenanza 01/98. Establece los procedimientos y las autorizaciones necesarias para la utilización de productos químicos para la lucha contra derrames. Deroga la Ordenanza 01/95.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
82
FOLIO Nº

Ordenanza 05/98. Esta Ordenanza establece la documentación que deberá llevar a bordo todo buque con el fin de cumplir con los requisitos de MARPOL y SOLAS. El Artículo 5 aplica a los buques gaseros y requiere los siguientes libros y documentos, siguiendo las exigencias ya establecidas en la Ordenanza 02/91:

1. Certificado Internacional de habilitación para el transporte de gases a granel, emitido en función del Código Internacional de Buques Gaseros (CIG). Alternativamente puede suplirse por una habilitación otorgada por la autoridad marítima del país de bandera del buque.

2. Manifiesto de carga con descripción de gases a ser transportados.

3. Código CIG y Manuales Operativos de Carga.

Ordenanza 08/98 Esta Ordenanza establece el marco para los planes de contingencia a nivel nacional, bajo la coordinación de PNA. El operador deberá elaborar un Plan de Contingencia para su aprobación por PNA, contemplando la articulación con los restantes componentes, algunos con el sector privado, otros con organismos públicos. A la fecha existen convenios vigentes con Shell, Esso, YPF, Sipetrol y otras empresas, pudiendo tomarse los mismos como marco para la articulación de un Plan referente al presente proyecto.

Ordenanza 13/98, establece, en función de las facultades de los estados ribereños estipulada en CONVEMAR, las rutas y derrotas de acceso a puertos y cargaderos en todo el litoral marítimo argentino, con el fin de evitar varaduras que pudieran causar derrames para los ecosistemas costeros. Si bien la norma se refiere específicamente a petroleros y quimiqueros, guardando silencio respecto de gaseros, se lo incluye como referencia para las derrotas de acceso a zona de alije y de cargas. Por otra parte, la Ordenanza 12/98 que establece las zonas especiales de protección ambiental en el litoral, no incluye ninguna dentro del ámbito de operación del buque gasero.

Ordenanza 05/99, contiene los requisitos que deben cumplir las empresas inscriptas en PNA para la prestación de servicios a terceros para el control de derrames de hidrocarburos y otras sustancias tóxicas o peligrosas para el medio. El registro y el requerimiento de inscripción está en función del Sistema Nacional de Prevención de Derrames en el mar y las zonas costeras creada por Decreto 962/98, administrada por la PNA.

Ordenanza 03/00, que establece los modelos de certificados internacionales que acreditan las condiciones para la prevención de la contaminación, conforme reglas internacionales contenidas en MARPOL. El Anexo IV contiene las exigencias para buques gaseros. Estos certificados poseen una duración de 2 años, en el caso de los gaseros, debiendo verificarse el cumplimiento del Código IGC (Código Internacional de Gestión de la Seguridad) (ver Decreto 111/06) más abajo)

Ordenanza 04/18. En función de las exigencias internacionales en materia de la prevención del abordaje, se establecen normas para la seguridad de la navegación en diversos puertos de acceso del país, las cuales deberán ser tomados en cuenta por parte de los buques regasificadores.

Ordenanza 01/03, referido a los requisitos que deben reunir los incineradores de residuos a bordo de artefactos navales y buques para la eliminación de residuos sólidos generados en buques, conforme al Anexo correspondiente de MARPOL. Estos incineradores no podrán utilizarse para la destrucción de ciertos residuos peligrosos como los PCBs, los plásticos PVC o las mezclas de hidrocarburos.

Decreto 1.973/04 y otras normas reglamentarias. Este Decreto designa a la Prefectura Naval Argentina como Autoridad Designada a todos los efectos de la aplicación en jurisdicción de la República Argentina del Código Internacional para la Protección de los Buques y de las Instalaciones Portuarias (Código PBIP) integrado al Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar, SOLAS/ 74 (Ley 22.079.) EL Código PBIP fue adoptado por la OMI luego de los atentados del 11/09/01 en Nueva York y requiere la incorporación de sistemas de seguridad tanto en buques como en las instalaciones portuarias. Además de los escenarios de incidentes en el río, la hipótesis de un atentado no debiera ser descartado y el PGA considerará las exigencias del Código PBIP, en forma armónica con los protocolos de seguridad diseñados por el Consorcio Administrador del Puerto. La Disposición 21/03 establece e incorpora in extenso el Código a la legislación nacional, requiriendo además la extensión de un certificado para acreditar el cumplimiento con los requisitos de seguridad por parte de armadores u operadores de terminales. La Disposición 81/03 (POLISEGUR) establece los requisitos que deben reunir los oficiales a cargo de la gestión de seguridad en buques e instalaciones portuarias.

Disposición PNA 42/05. Establece nuevas exigencias para los sistemas de lucha contra incendios, actualizando las exigencias contenidas en el Artículo 104.0103 del REGINAVE (modificado por Decreto PEN 418/04).

Decreto PEN 111/06. Integra al derecho interno, el Código de Buques Gaseros (*International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk* - IGC Code) elaborado por la OMI, haciendo una incorporación similar con el Código BPIP, introducido al Convenio SOLAS. Todos estos cuerpos normativos específicos y de aplicación exclusiva a la actividad del buque metanero, tienen por Autoridad de Aplicación a la PNA.

El Decreto PEN 111/06 reglamenta, como parte integrante del plexo normativo contenido en el REGINAVE, la certificación del sistema de gestión de seguridad operacional previsto por la OMI. Quedan sujetos a este requisito todo buque que opere en aguas jurisdiccionales de la Nación Argentina, siendo indistinto su bandera o matricula nacional o extranjera a los fines del cumplimiento de las exigencias de Certificación de dicha Gestión. Particular importancia reviste la inclusión en su texto de "buques gaseros" como tipo de embarcación sujeta a sus previsiones.

Respecto de barcos matriculados en jurisdicción extranjera, la Certificación puede ser expedida por la administración del país donde se encuentra matriculado, o por la Prefectura Naval Argentina (PNA). Dicha certificación se expide previa auditoría externa realizada por la PNA (de ser solicitado a ésta) o por la administración extranjera a la cual pertenece la matricula del buque. Asimismo, se requiere la auditoría interna periódica del buque.

Disposición PNA 01/08. (Dirección de Protección Ambiental) prevé las normas para buques gaseros (incluidos como especie de los "petroleros") para "prevención de la contaminación por hidrocarburos en casos de abordaje o varada", en todo lo que hace a la aprobación del diseño y construcción de estos buques // ej: doble casco. Buques sin doble casco. Buques de registro extranjero. Y Especialmente: punto 2.4. otros métodos de proyecto y construcción de buques petroleros a aprobar por la PNA como alternativa a las reglas de la Resolución 1/08. Esto se aplica en todo cuanto sea atinente al grado de protección que ofrezcan para un eventual abordaje o varamiento en aguas interiores, donde no sea de aplicación convenios internacionales tales como SOLAS.

Disposición PNA 09/09 (POLINAVE). Esta norma establece las condiciones y términos para la navegación desde y hasta el muelle de MEGA en Puerto Galván (Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires), de buques regasificadores y metaneros, incluyendo exigencias en materia de seguridad de la navegación, prácticos, remolcadores y condiciones meteorológicas para el ingreso y egreso por la ría de Bahía Blanca. Estrictamente hablando, es una norma particular (acto administrativo de alcance particular), pero que sienta precedentes respecto de la operatoria de la terminal de licuefacción.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
83
FOLIO N°

Disposición 373/21. Establece medidas de seguridad para embarcaciones que naveguen en aguas del Golfo San Matías, en relación al incremento registrado en los últimos años de ejemplares de ballenas Franca Austral (*Eubalaena Australis*) dentro de las aguas del Golfo San Matías, las que pueden avistarse fundamentalmente entre los meses de junio y octubre. Esta especie de ballena ha sido declarada Monumento Natural a nivel Nacional y Provincial (esto se abordará en otra sección de este capítulo). En virtud de la misma se prohíbe el acercamiento a una distancia menor a los 200 metros con respecto a cetáceos y ejemplares de ballenas Franca Austral, de embarcaciones que no posean la correspondiente habilitación/autorización, en jurisdicción de la Prefectura San Antonio Oeste. Asimismo, se dispone que de producirse colisiones con cetáceos o en caso de observarse y/o constatarse esta situación, los patrones/capitanes de las embarcaciones involucradas deberán informar de inmediato a la Autoridad Marítima a los efectos de dar correspondiente seguimiento al estado de salud de las personas a bordo y a las condiciones de seguridad de las embarcaciones. Igual temperamento se adoptará cuando se observen especímenes con lesiones que pudieran haber sido producidas por colisiones de embarcaciones, con la finalidad de dar intervención a la autoridad de aplicación en la materia. También se prescribe la adopción de recaudos de vigilancia, navegando dentro de lo posible a la velocidad mínima de maniobra, manteniendo en todo momento la gobernabilidad de las embarcaciones que naveguen en el Golfo San Matías, prestando mayor atención durante la temporada de ballenas. De advertirse la presencia de cetáceos en el Golfo San Matías, en períodos fuera de temporada, se debe poner en conocimiento a la Autoridad Marítima a los efectos de cursar los correspondientes avisos a los navegantes.

Otras normas reglamentarias aplicables a la actividad:

- Ordenanza Marítima 01/10: Aprueba las "Normas para el dictado de cursos del Código Internacional para la protección de los buques y de las instalaciones portuarias (Código BPIP).

- Ordenanza Marítima 02/12: Apruébase las "Normas para prevenir la contaminación atmosférica proveniente de los buques".

- Ordenanza Marítima 01/14: esta Ordenanza aprueba las "Normas sobre vertimiento de desechos y otras materias en aguas de jurisdicción nacional" donde se establece la prohibición de verter desechos u otras materias primas listadas en anexo, salvo excepcionalmente en aguas marítimas cuando se certifique su inocuidad; quedando los vertimientos que se prevean efectuar en aguas de la jurisdicción nacional siempre sujetos a obtener autorización previa de la PNA (acorde al Artículo 805.0201 del REGINAVE).

- Ordenanza Marítima 03/14: Establece la obligatoriedad de contar con la certificación para la prevención de vertimiento de aguas sucias, conforme MARPOL.

- Ordenanza Marítima 06/14: Establece el marco para la aprobación de las "Normas para la Aprobación y Mantenimiento del Equipo de Seguridad del Buque". La Ordenanza establece las equivalencias para la homologación de equipos y la aceptación de equipos ya aprobados por entidades reconocidas por PNA. Los anexos aplican a los equipos de seguridad para la tripulación, seguridad contra incendios y otros esquemas de protección de equipos.

- Ordenanza Marítima 02/15: Establece el "Régimen Técnico del Buque" titulada normas y procedimientos para la aprobación de alternativas y equivalencias previstas en la norma vigente y las normas y procedimientos para la aprobación de alternativas y equivalencias. La Ordenanza faculta a la PNA a autorizar procedimientos o equipamientos alternativos a los establecidos en las pautas de la OMI, siempre que el nivel de protección sea equivalente.

- Ordenanza Marítima 6/16: Modifica el Tomo 1 "Régimen técnico del buque" y establece los "Niveles de ruido a bordo de los buques" con los Agregados N° 1, 2 y 3, siguiendo el Manual de la OMI utilizada para la medición de ruidos a bordo en virtud de la Resolución 343 (IX) de dicho organismo.

- Ordenanza Marítima 7/17: Establece normas para el control y la gestión del agua de lastre y los sedimentos de los buques, artefactos navales u otras construcciones flotantes.

- Ordenanza Marítima 5/18: Establece las Normas de Gestión de la Seguridad Operacional del Buque y la Prevención de la Contaminación (NGS) proporcionando pautas a los propietarios, operadores y capitanes de los buques de la Matrícula Nacional sobre los requisitos exigidos por la Prefectura para el cumplimiento del Código Internacional de Gestión de la Seguridad (Código IGS).

En la siguiente tabla, se sintetizan los documentos y certificaciones que deben poseer los buques gaseros que operen en la vida útil del proyecto. El mismo está extractado del trabajo elaborado por el Comité de Facilitación de la OMI en diciembre de 2004, e incluye aquella documentación que es imprescindible para todo buque que opere en aguas argentinas, como también los que son aplicables en forma específica a los gaseros.

Tabla 1. Documentos y certificaciones que deben poseer los buques gaseros.

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Certificado internacional de arqueo (1969) Se expedirá un Certificado internacional de arqueo (1969) a todo buque cuyos arqueos bruto y neto hayan sido determinados conforme a las disposiciones del convenio	Ley 21.897, Convenio de Arqueo (Tonnage 69), artículo 7	REGINAVE
Certificado internacional de francobordo A todo buque que haya sido visitado y marcado de conformidad con el Convenio internacional sobre líneas de carga, 1966, o con el Convenio modificado por su Protocolo de 1988, según proceda, le será expedido un Certificado internacional de francobordo, en virtud de las disposiciones del Convenio.	Leyes 18.771 y 24.213, Convenio de Líneas de Carga (LL68), artículo 16; y Protocolo de 1988 (LL88) relativo al Convenio de Líneas de Carga, artículo 18	REGINAVE y Ordenanzas 2/93 y 5/03
Certificado internacional de exención relativo al francobordo A todo buque al que se haya concedido una exención en virtud de las disposiciones del artículo 6 del Convenio de Líneas de Carga, o del Convenio modificado por su Protocolo de 1988, según proceda, le será expedido un Certificado internacional de exención relativo al francobordo.	Convenio de Líneas de Carga, artículo 6; Protocolo de 1988 relativo al Convenio de Líneas de Carga, artículo 18	REGINAVE y Ordenanzas 2/93 y 5/03

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
84
FOLIO Nº

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Cuadernillo de estabilidad sin avería Todo buque de pasaje, sean cuales fueren sus dimensiones, y todo buque de carga de eslora igual o superior a 24 m, será sometido al término de su construcción, a una prueba para determinar los elementos de su estabilidad. Se facilitará al capitán un cuadernillo de estabilidad con toda la información necesaria que le permita de modo rápido y sencillo disponer de una orientación exacta acerca de la estabilidad del buque en diversas condiciones de carga. Cuando se trate de graneleros, la información que debe figurar en el cuadernillo de granelero podrá incluirse en el cuadernillo de estabilidad.	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974), reglas II-1/22 y II-1/25-8; Protocolo de 1988 relativo al Convenio de Líneas de Carga, regla 10	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 07/75, 01/81, 06/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 05/00, 03/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 03/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 2/09 y 03/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03
Planos y cuadernillos de lucha contra averías En los buques de pasaje y en los buques de carga habrá, expuestos de modo permanente, planos que indiquen claramente para cada cubierta y bodega los límites de los compartimientos estancos, sus aberturas y respectivos medios de cierre con la posición de sus correspondientes mandos, así como los medios para corregir cualquier escora producida por inundación. Además, se facilitarán a todos los oficiales del buque cuadernillos que contengan la mencionada información.	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974), reglas II-1/23, 23-1, 25-8; MSC/Circ. 919	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 07/75, 01/81, 6/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 05/00, 03/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 03/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 2/09 y 3/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Documento relativo a la dotación mínima de seguridad A todo buque al que se apliquen las disposiciones del capítulo I del Convenio se le entregará un documento adecuado, o su equivalente, relativo a la dotación de seguridad, expedido por la Administración como prueba de que lleva la dotación mínima de seguridad.	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974) (enmiendas de 2000), regla V/14.2	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 07/75, 01/81, 6/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 05/00, 03/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 03/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 2/09 y 3/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03
Manual de formación de seguridad contra incendios El manual de formación estará escrito en el idioma de trabajo del buque y habrá uno en cada comedor y sala de recreo de la tripulación o en cada camarote de la tripulación. El manual incluirá las instrucciones y la información exigidas en la regla II-2/15.2.3.4. Parte de esta información se podrá proporcionar con medios audiovisuales en vez de con el manual.	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974) (enmiendas de 2000), regla II-2/15.2.3	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 07/75, 01/81, 6/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 05/00, 03/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 03/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 2/09 y 3/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 85

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Plano/folleto de lucha contra incendios Habrá expuestos permanentemente, para orientación de los oficiales, planos de disposición general que muestren claramente respecto de cada cubierta los puestos de control, las distintas secciones de contención de incendios y detalles acerca de los sistemas de detección de incendios y de alarma contraincendios, los dispositivos extintores etc. En lugar de esto, si la Administración lo juzga oportuno, los pormenores que anteceden podrán figurar en un folleto, del que se facilitará un ejemplar a cada oficial y del que siempre habrá un ejemplar a bordo en un sitio accesible. Los planos y folletos se mantendrán al día, y cualquier cambio que se introduzca se anotará en ellos tan pronto como sea posible. Se guardará permanentemente un duplicado de los planos de lucha contra incendios o un folleto que contenga dichos planos en un estuche estanco a la intemperie fácilmente identificable, situado fuera de la caseta, para ayuda del personal de tierra encargado de la lucha contra incendios.	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974) (enmiendas de 2000), regla II-2/15.2.4	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 07/75, 01/81, 06/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 05/00, 03/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 03/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 02/09 y 03/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03 Ordenanzas 06/14 y 02/15
Formación y registro de ejercicios a bordo Los ejercicios de lucha contra incendios se realizarán y registrarán de conformidad con lo dispuesto en las reglas III/19.3 y III/19.5.	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974) (enmiendas de 2000), regla II-2/15.2.2.5	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 07/75, 01/81, 6/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 05/00, 03/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 03/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 2/09 y 3/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Manuales de seguridad contra incendios El manual de seguridad contra incendios incluirá la información y las instrucciones necesarias para la explotación del buque y la manipulación de la carga sin riesgos en relación con la seguridad contra incendios. El manual estará escrito en el idioma de trabajo del buque y habrá uno en cada comedor y sala de recreo de la tripulación o en cada camarote de la tripulación. Este manual puede combinarse con los manuales de formación de seguridad contra incendios prescritos en la regla II-2/15.2.3	Ley 22.079 y Ley 24.213 (SOLAS 1974) (enmiendas de 2000), regla II-2/16.2	REGINAVE Ordenanzas 14/74, 15/74, 7/75, 01/81, 6/82, 02/84, 04/88, 02/89, 03/89, 04/89, 01/90, 01/91, 02/92, 03/93, 07/94, 05/98, 09/98, 03/99, 08/99, 5/00, 3/01, 03/02, 04/02, 05/02, 08/02, 3/04, 03/05, 04/05, 05/05, 07/05, 01/08, 02/08, 01/09, 2/09 y 3/09 Decreto 1.241/03 Ordenanzas 97/80, 01/94, 04/03, 06/03 y 09/03, 02/15
Títulos de capitán, oficial o marinero Se expedirán títulos de capitán, oficial o marinero a los aspirantes que, de acuerdo con criterios que la Administración juzgue satisfactorios, reúnan los requisitos necesarios en cuanto a periodos de embarco, edad, aptitud física, formación, competencia y exámenes de conformidad con lo dispuesto en el Código de Formación adjunto al anexo del Convenio internacional sobre normas de formación, titulación y guardia para la gente de mar, 1978. Los modelos de títulos figuran en la sección A-I/2 del Código de Formación. Los títulos deberán estar disponibles en su forma original a bordo del buque en el que el titular esté prestando servicio.	Ley 22.608 (Convenio de Formación 1978), artículo VI, regla I/2; Código de Formación, sección A-I/2	REGINAVE Régimen de Formación y Capacitación del Personal de la Marina Mercante Nacional (REFOCAPEMMN) Decreto 572/94 Ordenanzas 09/65, 10/87, 14/87, 03/94 y 05/94
Certificado internacional de prevención de la contaminación por hidrocarburos A todo petrolero cuyo arqueo bruto sea igual o superior a 150 y demás buques de arqueo bruto igual o superior a 400 que realicen viajes a puertos o terminales mares adentro sometidos a la jurisdicción de otras Partes en el Convenio MARPOL 73/78 se les expedirá, una vez reconocidos de acuerdo con las disposiciones de la regla 4 del Anexo I del MARPOL 73/78, un Certificado internacional de prevención de la contaminación por hidrocarburos. El certificado irá acompañado de un Registro de construcción y equipo de buques no petroleros (modelo A) o un Registro de construcción y equipo de petroleros (modelo B), según proceda.	Ley 24.089 (MARPOL 73/78), Anexo I, regla 5	Ordenanzas 06/80, 03/81, 01/84, 01/89, 01/90, 02/91, 01/93, 03/96, 09/97, 03/97, 04/97, 05/97, 07/97, 01/98, 02/98, 04/98, 12/98, 15/98, 1/03, 2/03, 03/00 y 02/15

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
86
FOLIO N°

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Libro registro de hidrocarburos Todo petrolero cuyo arqueo bruto sea igual o superior a 150, y cualquier otro buque de arqueo bruto igual o superior a 400 que no sea petrolero, llevará a bordo un Libro registro de hidrocarburos, parte I (operaciones en los espacios de máquinas). Todo petrolero cuyo arqueo bruto sea igual o superior a 150 llevará también un Libro registro de hidrocarburos, parte II (operaciones de carga/lastrado).	Ley 24.089 (MARPOL 73/78), Anexo I, regla 20	
Plan de emergencia de a bordo en caso de contaminación por hidrocarburos Todo petrolero de arqueo bruto igual o superior a 150 y todo buque no petrolero cuyo arqueo bruto sea igual o superior a 400 llevará a bordo un plan de emergencia en caso de contaminación por hidrocarburos aprobado por la Administración.	MARPOL 73/78, Anexo I, regla 26	
Certificado internacional de prevención de la contaminación por aguas sucias A todo buque que cumpla las disposiciones del Anexo IV del MARPOL 73/78 y realice viajes a puertos o terminales mares adentro sometidos a la jurisdicción de otras Partes en el Convenio, una vez realizado un reconocimiento inicial o de renovación de acuerdo con las disposiciones de la regla 4 de dicho anexo, se le expedirá un Certificado internacional de prevención de la contaminación por aguas sucias.	MARPOL 73/78, Anexo IV, regla 5; MEPC/Circ.408	Ordenanza Marítima 03/14
Plan de gestión de basuras Todo buque de arqueo bruto igual o superior a 400 y todo buque que esté autorizado a transportar 15 personas o más tendrá un plan de gestión de basuras que la tripulación deberá cumplir.	MARPOL 73/78, Anexo V, regla 9	Ordenanza Marítima 01/14
Libro registro de basuras Todo buque de arqueo bruto igual o superior a 400 y todo buque que esté autorizado a transportar 15 personas o más, que realice viajes a puertos o terminales mares adentro sometidos a la jurisdicción de otras Partes en el Convenio, y toda plataforma fija o flotante empleada en la exploración y explotación de los fondos marinos, llevarán un Libro registro de basuras.	MARPOL 73/78, Anexo V, regla 9	Ordenanza Marítima 01/14

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Sistemas registrados de datos de la travesía - Documento de cumplimiento El sistema registrador de datos de la travesía, incluidos todos los sensores, se someterá a una prueba anual de funcionamiento. Dicha prueba se realizará en una instalación de prueba o de servicio a fin de verificar la precisión, duración y posibilidad de recuperación de los datos registrados. Además, se llevarán a cabo pruebas e inspecciones para determinar el estado de servicio de todas las envueltas protectoras y todos los dispositivos instalados para ayudar a localizar el registrador. Se conservará a bordo del buque una copia del certificado de cumplimiento expedido por la instalación de prueba en la que se indique la fecha de cumplimiento y las normas de funcionamiento aplicables.	SOLAS 1974, regla V/18.8	
Certificado de gestión de la seguridad La Administración o una organización reconocida por ella expedirá a cada buque un Certificado de gestión de la seguridad. Antes de expedir dicho certificado, la Administración o la organización reconocida por ella verificará que la compañía y su gestión a bordo se ajustan al sistema de gestión de la seguridad aprobado.	SOLAS 1974, regla IX/4; Código IGS, párrafo	Ordenanza Marítima 01/10
Documento de cumplimiento Se expedirá un documento de cumplimiento a cada compañía que cumpla las prescripciones del Código IGS. Se conservará a bordo una copia de dicho documento.	SOLAS 1974, regla IX/4; Código IGS, párrafo 13	
Certificado de gestión de la seguridad La Administración o una organización reconocida por ella expedirá a cada buque un Certificado de gestión de la seguridad. Antes de expedir dicho certificado, la Administración o la organización reconocida por ella verificará que la compañía y su gestión a bordo se ajustan al sistema de gestión de la seguridad aprobado.	Ley 24.089 (SOLAS 1974), regla IX/4; Código IGS, párrafo 13	

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
87
FOLIO N°

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Certificado internacional de protección del buque o Certificado internacional de protección del buque provisional La Administración o una organización reconocida por ella expedirá a cada buque un certificado internacional de protección del buque para verificar que éste cumple las disposiciones de protección marítima del capítulo XI-2 del Convenio SOLAS y de la parte A del Código PBIP. En virtud de lo dispuesto en la parte A, sección 19.4, del Código PBIP se puede expedir un Certificado provisional.	Ley 24.089 (SOLAS 1974, enmiendas de 2002) regla XI-2/9.1.1; Parte A del Código PBIP, sección 19 y apéndices	Ordenanza Marítima 01/10
Plan de protección del buque y registros conexos Todo buque llevará a bordo un plan de protección del buque aprobado por la Administración. El plan comprenderá los tres niveles de protección que se definen en la parte A del Código PBIP. Se mantendrán a bordo, por lo menos durante el periodo mínimo que especifique la Administración, registros de las siguientes actividades que abarca el plan de protección del buque: 1 formación, ejercicios y prácticas; 2 amenazas para la protección marítima y sucesos que afectan a la protección marítima; 3 fallos en la protección; 4 cambios en el nivel de protección; 5 comunicaciones relacionadas directamente con la protección del buque tales como amenazas específicas respecto del buque o de las instalaciones portuarias donde esté, o haya estado, el buque; 6 auditorías internas y revisiones de las actividades de protección; 7 revisión periódica de la evaluación de la protección del buque; 8 revisión periódica del plan de protección del buque; 9 implantación de las enmiendas al plan; y 10 mantenimiento, calibrado y prueba del equipo de protección que haya a bordo, incluidas las pruebas del sistema de alerta de protección del buque.	Ley 24.089 (SOLAS 1974, enmiendas de 2002) regla XI-2/9 Parte A del Código PBIP, secciones 9 y 10	Ordenanza Marítima 01/10

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Registro sinóptico continuo Todos los buques a los que se aplica el capítulo I del Convenio deberán disponer de un registro sinóptico continuo. Este registro proporciona a bordo un historial del buque referido a la información contenida en él.	SOLAS 1974 (enmiendas de 2002) regla XI-1/5	
Certificado de seguridad de construcción para buque de carga A todo buque de carga de arqueo bruto igual o superior a 500 que, sometido a reconocimiento, satisfaga lo estipulado a este fin para buques de carga en la regla 10 del capítulo I del Convenio SOLAS 1974, además de las prescripciones aplicables de los capítulos II-I y II-2, sin que entren aquí las relativas a los dispositivos de extinción de incendios y a los planos de lucha contra incendios, se le expedirá un Certificado de seguridad de construcción para buque de carga.	SOLAS 1974, regla I/12, modificada por las enmiendas referentes al SMSSM; Protocolo de 1988 relativo al SOLAS, regla I/12	
Certificado de seguridad del equipo para buque de carga A todo buque de carga de arqueo bruto igual o superior a 500 que cumpla las prescripciones pertinentes de los capítulos II-1, II-2 y III y cualquier otra prescripción pertinente del Convenio SOLAS 1974 se le expedirá, tras el oportuno reconocimiento, un Certificado de seguridad del equipo para buque de carga. A dicho certificado se adjuntará permanentemente un Inventario del equipo (modelo E).	SOLAS 1974, regla I/12, modificada por las Enmiendas referentes AL SMSSM; Protocolo de 1988 relativo a SOLAS, regla I/12	
Certificado de seguridad radioeléctrica para buque de carga A todo buque de carga de arqueo bruto igual o superior a 300 con una instalación radioeléctrica, incluidas las que se utilizan en los dispositivos de salvamento, que cumpla las prescripciones de los capítulos III y IV y cualquier otra prescripción pertinente del Convenio SOLAS 1974 se le expedirá, tras el oportuno reconocimiento, un Certificado de seguridad radioeléctrica para buque de carga. A dicho certificado se adjuntará permanentemente un Inventario del equipo (modelo R).	SOLAS 1974, regla I/12, modificada por las Enmiendas referentes al SMSSM; Protocolo de 1988 Relativo al SOLAS, regla I/12	

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
88
FOLIO N°

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Certificado de seguro o de otra garantía financiera relativo a la responsabilidad civil nacida de daños debidos a contaminación por hidrocarburos A cada buque que transporte más de 2 000 toneladas de hidrocarburos a granel como carga se le expedirá un certificado que atestigüe que el seguro o la otra garantía financiera tienen plena vigencia de conformidad con lo dispuesto en el Convenio de Responsabilidad Civil de 1992, tras haber establecido la autoridad competente de un Estado Contratante que se ha dado cumplimiento a lo prescrito en el artículo VII, párrafo 1, del Convenio. Por lo que respecta a un buque que esté matriculado en un Estado Contratante, extenderá el certificado o lo refrendará la autoridad competente del Estado de matrícula del buque; por lo que respecta a un buque que no esté matriculado en un Estado Contratante lo podrá expedir o refrendar la autoridad competente de cualquier Estado Contratante.	Convenio de Responsabilidad Civil 1992, artículo VII	
Libro registro del sistema de vigilancia y control de descargas de hidrocarburos para el último viaje en lastre A reserva de lo dispuesto en los párrafos 4, 5, 6 y 7 de la regla 15 del Anexo I del MARPOL 73/78, todo petrolero de arqueo bruto igual o superior a 150 llevará un sistema de vigilancia y control de descargas de hidrocarburos aprobado por la Administración. El sistema llevará un contador que dé un registro continuo de la descarga en litros por milla marina y la cantidad total descargada, o el contenido de hidrocarburos y régimen de descarga. Este registro indicará la fecha y la hora, y su información se conservará durante tres años por lo menos.	MARPOL 73/78, Anexo I Regla 15 3) a)	
Información sobre la carga El expedidor facilitará al capitán o a su representante información apropiada, que se confirmará por escrito, sobre la carga con tiempo suficiente antes del embarque. En el caso de los graneleros, se deberá indicar la densidad de la carga en la información supra.	SOLAS 1974, reglas VI/2 y XII/10; MSC/Circ.663	

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Plan de evaluación del estado del buque (CAS): Declaración de cumplimiento La Administración expedirá una declaración de cumplimiento a todo petrolero que haya sido objeto de reconocimiento de conformidad con las prescripciones del plan de evaluación del estado del buque (CAS) (resolución MEPC.94(46), enmendada) y cumpla lo dispuesto en dichas prescripciones. También se llevará a bordo, junto con la declaración de cumplimiento, una copia del informe final del CAS que la Administración haya examinado para expedir la declaración de cumplimiento y una copia del registro del examen.	MARPOL 73/78, Anexo I (enmiendas de 2001, Resolución MEPC.95(46), regla 13G); resolución MEPC.94(46	
Certificado de aptitud para el transporte de gases licuados a granel A todo buque gasero que cumpla las prescripciones pertinentes del Código de Gaseros se le expedirá, tras el reconocimiento inicial o un reconocimiento periódico, un Certificado de aptitud para el transporte de gases licuados a granel, del que figura un modelo en el apéndice del Código.	Código de Gaseros, sección 1.6	REGINAVE
Certificado internacional de aptitud para el transporte de gases licuados a granel A todo buque gasero que cumpla las prescripciones pertinentes del Código Internacional de Gaseros se le expedirá, tras el reconocimiento inicial o un reconocimiento periódico, un Certificado internacional de aptitud para el transporte de gases licuados a granel, del que figura un modelo en el apéndice del Código. Observación: El Código es obligatorio en virtud del capítulo VII del Convenio SOLAS 1974 para los gaseros construidos el 1 de julio de 1986 o posteriormente.	Código CIG, sección 1.5; Código CIG modificado por la resolución MSC.17(58), sección 1.5	REGINAVE
Informe sobre el estudio de ruidos Se deberá hacer un informe sobre el estudio de ruidos a bordo respecto de cada buque, de conformidad con el Código sobre niveles de ruido a bordo de los buques.	Resolución OMI A.468(XII), sección 4.3, Resolución OMI 343 (IX)	Ordenanza Marítima 06/16
Certificado de Prevención de la Contaminación Atmosférica Se deberá tramitar el Certificado de Prevención de la Contaminación Atmosférica, incluyendo el sistema de uso eficiente de la energía	Ley 24.089 (MARPOL 73/78) Anexo VI. Ver MEPC.184(59) de la OMI – Directrices sobre los Sistemas de Limpieza de los Gases de Escape, en su forma enmendada.	Ordenanza Marítima 02/12

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
89
FOLIO N°

Requisito, Exigencia Formal o Documento Afín	Fuente en Convención Internacional	Normativa Complementaria
Certificado de Gestión de Agua de Lastre Certificado de Plan de gestión del agua de lastre (BWMP): Documento prescripto en la Regla B-1 del "Convenio BWM, 2004"	Ley 27.011 (Convenio de la OMI sobre Agua de Lastre o BWMC)	Ordenanza Marítima 07/17 (en reemplazo de la Ordenanza 02/98)

2.2.2.4 Operaciones Portuarias

A continuación, se reseñan las normas aplicables al sistema de puertos y a la habilitación de puertos e instalaciones afines en el ámbito nacional. Se interpreta que las instalaciones en costa, especialmente del muelle para atraque de naves de apoyo a la operación del buque liquefactor, no implica la necesidad de una nueva habilitación portuaria, sino una ampliación de las actividades existentes y previstas en el marco de los puertos de la región.

La Ley Nacional de Puertos 24.093, y su decreto reglamentario 769/93 contienen diversas previsiones y definiciones que pueden conllevar la injerencia de su régimen administrativo en el proyecto. El Artículo 6 de la norma establece que para la habilitación de puertos se tendrá en cuenta, entre otros: *"…f) incidencia en el medio ambiente, niveles máximos de efluentes gaseosos, sólidos y líquidos..."*.

A modo ilustrativo, vale señalar que la Ley denomina como puerto a todos aquellos " … *ámbitos acuáticos y terrestres naturales o artificiales e instalaciones fijas aptos para las maniobras de fondeo, atraque y desatraque y permanencia de buques o artefactos navales para efectuar operaciones de transferencia de cargas entre los modos de transportes acuáticos y terrestre o embarque y desembarque de pasajeros, y demás servicios que puedan ser prestados a los buques o artefactos navales, pasajeros y cargas. Quedan comprendidas dentro del régimen de esta ley las plataformas fijas o flotantes para alijo o completamiento de cargas…"*. Entre las previsiones de la norma, sin entrar en clasificaciones de relevancia para su operatoria, la norma exige una previa habilitación de todas aquellas instalaciones que encuadren como puerto, en las que son consideradas al efecto aspectos tales como su "… incidencia en el medio ambiente, niveles máximos de efluentes gaseosos, sólidos y líquidos…".

Entre sus consideraciones generales, los Artículos 20 y 21 describen las responsabilidades propias del titular del puerto o terminal y la autoridad de aplicación de la ley respecto de las operatorias portuarias y la navegación que allí se realice. El Artículo 22 determina la autoridad de aplicación en el ámbito del PEN, siendo por el decreto reglamentario la Subsecretaría de Puertos, Vías Navegables y Marina Mercante. Asimismo, el Artículo 22 de la ley contiene una serie de previsiones y atribuciones que incluyen de manera implícita la materia de control ambiental, en conjunto con otras reparticiones nacionales, provinciales, o entes autárquicos, como los consorcios de gestión.

2.2.3 Aguas

Existen diversas normas nacionales con fuerte incidencia en la gestión hídrica nacional, provincial y local, como es el caso de la Ley 26.438 creadora del COHIFE (Consejo Hídrico Federal). Asimismo, el Congreso de la Nación ha sancionado la Ley 25.688 referido a los presupuestos mínimos para la gestión ambiental del recurso hídrico, a la cual se ha hecho referencia en la sección introductoria sobre el marco institucional y la pirámide jurídica desde el vértice en la Constitución y los Tratados, bajando hacia las normas de presupuestos mínimos, la legislación común y la normativa complementaria local.

La Ley de Gestión Ambiental de Recursos Hídricos ha sido objeto de diversas críticas desde la óptica de su constitucionalidad, incluyendo una acción iniciada por YPF contra la Provincia de Mendoza al poco tiempo de su entrada en vigencia. La Corte no se pronunció a favor de la inconstitucionalidad de la norma, pese a lo cual, ha tenido cuestionamientos tanto entre académicos, como entre decisores políticos nacionales y provinciales[9].

En lo que atañe a los principios rectores de la gestión hídrica, constituyen verdaderas buenas prácticas o directrices para la gestión integral de los recursos hídricos, no vislumbrándose mayores implicancias prácticas concretas para el proyecto, sin perjuicio de su consideración en el diseño de cruces de cursos de agua y similares.

Cabe efectuar una mención a la ley de presupuestos mínimos de protección de glaciares (Ley 26.639), en tanto norma de presupuestos mínimos y vinculada a la gestión hídrica y constituyendo un campo específico dentro del género más amplio de protección de los recursos hídricos en su ciclo completo. Esta ley procura proteger a las formaciones de agua congelada, junto al ambiente "periglaciar", en tanto reservorios de agua y enmarcados dentro de la legislación hídrica, pero también por su valor intrínseco, de aquellas actividades humanas que la pudieran afectar en forma directa, ya sea mediante actividades u obras que pudieran alterar su morfología, o de forma indirecta, por ejemplo, por emisiones, vibraciones o incremento en tránsito en zonas aledañas.

La norma y su reglamentación a través del Decreto 207 de 2011, ordenó la confección de un inventario de glaciares, siendo esta labor llevada a cabo por el Instituto Argentino de Nivología y Glaciología (IANIGLA), en conjunto con las autoridades ambientales en forma paulatina a lo largo de los años desde su sanción en 2011. Este inventario dividió al territorio nacional en 5 grandes regiones. No reviste mayor incidencia para el proyecto, más allá de su condición de norma de presupuestos mínimos.

2.2.4 Aire

En materia de calidad atmosférica, la Ley 20.284 declara sujetas a sus disposiciones y las de sus Anexos I, II y III, todas las fuentes capaces de producir contaminación atmosférica ubicadas en jurisdicción federal y en la de las provincias que adhieran a la misma.

Determina que la autoridad sanitaria nacional o provincial, en sus respectivas jurisdicciones tendrán a su cargo la aplicación y la fiscalización del cumplimiento de la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia se dicten y que será responsabilidad de la autoridad sanitaria nacional estructurar y ejecutar un programa de carácter nacional que involucre todos los aspectos relacionados con las causas, efectos, alcances y métodos de prevención y control de la contaminación atmosférica, pudiendo concertar con las provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, convenios de asistencia y cooperación.

Según esta ley, es atribución de las autoridades sanitarias locales fijar para cada zona los niveles máximos de emisión de los distintos tipos de fuentes fijas, declarar la existencia y fiscalizar el cumplimiento del Plan de Prevención de Situaciones Críticas de Contaminación Atmosférica, con las excepciones a que se refiere el Artículo 3. La norma no ha tenido mayor gravitación, pero sí ha servido como modelo de otros sistemas regulatorios a nivel provincial y municipal.

[9] Ver entre otros autores, los trabajos de Mauricio Pinto, Noelia Torchia, Líber Martin y otros autores de la Universidad de Mendoza, quienes han abordado la cuestión desde diversas ópticas jurídicas y de administración (ver https://scholar.google.com/citations?user=tm4Yo-4AAAAJ&hl=en).

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N°

En el caso concreto que nos ocupa, aparece como relevante la Resolución 818/2019 del ENARGAS, que establece el nuevo Sistema de Control mediante Indicadores de Calidad del Servicio. En su Art. 9, esta Resolución establece que todos aquellos sujetos que prestaren los servicios de transporte o de distribución, bajo cualquier título legal, deberán dar cumplimiento a los valores máximos de emisión de gases contaminantes para las nuevas instalaciones, previstos en los Anexos III y IV de la misma Resolución.

Luego de que los primeros Anexos se refieran a los Índices de Calidad del Servicio Comercial, el Anexo IV recepta los Indicadores de Operación y Mantenimiento (alineados con los criterios definidos en la ya comentada NAG 100), y los Indicadores de Protección Ambiental.

Dentro de estos últimos, en primer lugar, se aborda el **Indicador Control de la Emisión de Gases Contaminantes**, cuyo objetivo es promover la protección del ambiente, incluida la salud de la comunidad, mediante el control de la emisión de gases contaminantes provenientes de compresores y generadores, a través de métodos y uso de tecnologías que minimicen la contaminación de la atmósfera.

Al respecto, se dispone que las empresas, a fin de dar cumplimiento a los objetivos previstos para este indicador deberán, como mínimo, llevar a cabo las siguientes actividades: Medición de las emisiones en los escapes de las máquinas (compresores y generadores); Aplicación de modelos de dispersión / difusión; Comparación de los resultados de las emisiones en los escapes de máquinas con los estándares de emisión y de calidad de aire establecidos por la USEPA (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos); Evaluación de las excedencias en función de las normas de calidad de aire establecidas por la USEPA y otras a nivel provincial o nacional aplicables, la que sea más restrictiva entre ellas, y; Presentar un plan para llevar a cabo medidas de mitigación, de acuerdo con lo determinado con el punto anterior. Asimismo, a lo largo del Anexo se determinan qué métodos y equipos el ENARGAS adopta como válidos, y la forma de presentación de los resultados e informes

Por otro lado, se aborda el **Indicador Ruidos en Plantas Reguladoras y en Plantas Compresoras**, el cual tiene por objetivo limitar la contaminación sonora, adecuando las instalaciones para lograr niveles aceptables de ruido en plantas de regulación de presión. En este sentido, se determinan valores de referencia, la periodicidad de cumplimiento, y los métodos de control, entre otros aspectos.

Implicancias para el Proyecto

Se recomienda adoptar medidas de mitigación de la emisión de material particulado y polvo durante el movimiento de suelos asociado a las obras en cada uno de sus componentes, tanto en función de cuestiones de seguridad operativa como a la afectación a la calidad de aire, máxime atendiendo a que dichas emisiones son transitorias y asociadas a las obras. Similares condiciones son aplicables a la contaminación sonora, considerando emisiones de fuente vehicular y de obra (regímenes de la Ley 19.587 y la Ley 24.449). Son pertinentes las medidas de gestión recomendables para la obra, como el riego para la reducción de polvo y el control de impacto sonoro, en línea asimismo con las normas y prácticas fijadas por el ENARGAS en la NAG 153 y Guías de Trabajo asociadas.

En el caso de compresores y generadores, corresponderá seguir las exigencias de la Resolución 818/2019 del ENARGAS.

Dada la importancia que cobra en los tiempos actuales, en línea con los planes nacionales de mitigación y adaptación al cambio climático, las estrategias tendientes a reducir las emisiones de GEI y los compromisos asumidos por Argentina ante la comunidad internacional en materia de control de fugas de metano en el sector energético, influyendo proyectos normativos en tal sentido, es de alta prioridad incorporar el control de fugas y eventuales emisiones no controladas de metano en las instancias operativas a los planes de gestión de la obra[10].

2.2.5 Patrimonio Cultural: Tutela del Patrimonio Cultural y Arqueológico

En materia de patrimonio histórico, rige a nivel nacional la Ley 12.665, creadora de la Comisión Nacional de Museos y de Monumentos y Lugares Históricos. El régimen contempla la declaración de patrimonio histórico a construcciones, edificios u otros objetos de interés histórico o patrimonial, quedando los mismos sujetos a protección, junto a los beneficios impositivos establecidos en la norma. Esta norma data de 1940 y actúa en forma concurrente con las normas de tutela del patrimonio vigentes en cada provincia y cada municipio.

Este marco concebido originalmente para la tutela del patrimonio histórico se complementa con una norma más reciente a nivel nacional, de corte más amplio, tendiente a tutelar el patrimonio arqueológico y paleontológico, la Ley 25.743, a su vez complementado por la Ley 25.197, estableciendo la centralización y el ordenamiento de datos de los bienes culturales de la Nación.

Según la Ley 25.743 de protección del patrimonio arqueológico y paleontológico, los materiales arqueológicos y paleontológicos que se encontraren mediante excavaciones pertenecen al dominio del Estado con jurisdicción en el lugar del hallazgo. Al respecto, vale tener presente que "*... toda persona física o jurídica que practicase excavaciones con el objeto de efectuar trabajos de construcción, agrícolas, industriales u otros de índole semejante, está obligado a denunciar al organismo competente el descubrimiento del yacimiento y de cualquier objeto arqueológico o resto paleontológico que se encontrare en las excavaciones, siendo responsable de su conservación hasta que el organismo competente tome intervención y se haga cargo de los mismos...*".

Esta norma debe ser analizada e interpretada a la luz de lo establecido en la Ley 12.665 de protección del patrimonio histórico, a los efectos de plantear la identificación anticipada de sitios o edificios de interés patrimonial o histórico, con el fin de adoptar las medidas de mitigación correspondientes (o eventual cambios en el planteo de obras).

El Decreto 1.022/04 efectúa una reglamentación de las secciones de mayor importancia de la Ley de Defensa del Patrimonio Cultural, Arqueológico y Paleontológico, en base a las "reglas de juego" del sistema constitucional, en donde quedan las autoridades provinciales a cargo de la aplicación normativa en la jurisdicción local, correspondiendo a cada uno la designación del organismo a cargo de aplicar el régimen. Esta reglamentación ha sido complementada con el Decreto 1.199/09 y la Resolución 543/18 (Ministerio de Seguridad) para el caso de delitos que involucran objetos culturales y la Resolución 1.134/03 (Ministerio de Seguridad), creador del Registro Nacional de yacimientos y objetos arqueológicos o culturales.

[10] Ver proyectos de reducción de emisiones, incluyendo el presentado por la Senadora Crexell, por Provincia de Neuquén. https://econojournal.com.ar/2020/07/proponen-regular-las-emisiones-de-metano-en-la-industria-petrolera/

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
81
FOLIO N°

A nivel nacional, se asigna al Museo de Ciencias Naturales Bernardino Rivadavia la función de llevar un registro de yacimientos paleontológicos, quedando a cargo de la cartera de cultura de la Nación el registro de yacimientos y colecciones arqueológicas. En función de la ley y su reglamentación, cabe considerar, a los efectos del proyecto, lo establecido en el Artículo 13 del Decreto que establece La obligación de denunciar el descubrimiento a que se refiere lo cual implica suspender *"toda actividad en el lugar hasta tanto la autoridad competente, según la jurisdicción de que se trate, tome la intervención prevista legalmente, debiendo adoptarse, hasta entonces por responsables del predio, todas las medidas tendientes a la conservación del yacimiento y/o los objetos arqueológicos o paleontológicos"*.

En los casos en que corresponda, se convendrá con los propietarios de los inmuebles, el tiempo y las características de la ocupación pudiendo tramitar la ocupación temporánea, mediante la sanción de una ley por las respectivas jurisdicciones, sin perjuicio de las medidas judiciales que puedan solicitarse cuando razones de urgencia así lo exijan. La norma habilita por lo tanto la aplicación de los regímenes de derecho público a los efectos de hacer primar el interés general en estos casos.

2.2.6 Patrimonio Natural: Áreas Protegidas Federales

En materia de áreas protegidas bajo jurisdicción federal, conforman el Sistema de Parques Nacionales, quedando diferenciada del sistema de tutela de bienes del patrimonio histórico al cuál se ha hecho referencia (Ley 12.665), o regímenes de protección especial, como son los sitios de patrimonio cultural mundial conforme al régimen de tutela del Convenio de la UNESCO ratificada por Argentina mediante Ley 21.836[11].

En la práctica, existe un solapamiento entre el sistema de tutela de la UNESCO y el sistema de áreas naturales protegidas (el Parque Nacional Iguazú y el Parque Nacional Glaciares son ambos sitios UNESCO, por ejemplo), pero también incluye bienes culturales como las Misiones Jesuíticas de Córdoba y Misiones o paisajes como la Quebrada de Humahuaca. En principio, no se han constatado Sitios UNESCO en las zonas afectadas por el proyecto.

En materia de áreas protegidas, a nivel nacional, rige la Ley de Parques Nacionales (Ley 22.351), sancionada en 1981 y que tuvo como antecedente alguna de las recomendaciones formuladas en la Segunda Conferencia Mundial sobre Parques Nacionales y en la Asamblea General de la Unión Internacional de la Conservación de la Naturaleza en la 10º Conferencia celebrada en Nueva Delhi (1969). El régimen de la Ley 22.351, con algunas modificaciones y reglamentaciones rige hasta la fecha para la totalidad de áreas protegidas federales del país.

La Ley 22.351 establece que podrán declararse Parque Nacional, Monumento Natural o Reserva Nacional, las áreas del territorio de la República que por sus extraordinarias bellezas o riquezas en flora y fauna autóctona o en razón de un interés científico determinado, deban ser protegidas y conservadas para investigaciones científicas, educación y goce de las presentes y futuras generaciones. Las tres categorías mencionadas se distinguen tanto en su objeto y finalidad, como en el nivel de protección, cuestión que implica una mayor o menor limitación de actividades. En todos los casos, la declaración de un área como protegida debe hacerse por ley.

[11] El sistema de patrimonio mundial se articula en torno a la Convención sobre la Protección del Patrimonio Mundial, Cultural y Natural, adoptada por la UNESCO en 1972 y ratificada por Argentina en 1978. Constituye un tratado internacional entre Estados Miembros del Sistema de Naciones Unidas, y establece sus deberes en la identificación de bienes de valor patrimonial potencial y en su rol en la protección y preservación de los mismos. Se trata de una Convención de conservación, en tanto se propone promover la identificación, la protección, la conservación, la presentación y transmisión del patrimonio cultural y natural de todo el mundo considerado especialmente valioso para la humanidad. Cuando se determina que un bien posee un valor universal excepcional, es decir un significado natural y/o cultural que es tan excepcional como para trascender las fronteras naciones y constituir un interés común para las generaciones presentes y futuras, se lo inscribe en la Lista de Patrimonio Mundial.

Los Parques Nacionales son áreas por conservar en su estado natural, que pueden ser representativas de una región fitozoogeográfica y tengan gran atractivo en bellezas escénicas o interés científico, las que serán mantenidas sin otras alteraciones que las necesarias para asegurar su control, la atención del visitante y aquellas que correspondan a medidas de Defensa Nacional. En ellos está prohibida toda explotación económica con excepción de la vinculada al turismo (debidamente reglamentado). Por su parte, los Monumentos Naturales pueden ser áreas, cosas, especies vivas de animales o plantas, de interés estético, valor histórico o científico, a los cuales se les acuerda protección absoluta. Son inviolables, no pudiendo realizarse en ellos o respecto a ellos actividad alguna, con excepción de las inspecciones oficiales e investigaciones científicas permitidas por la autoridad de aplicación, y la necesaria para su cuidado y atención de los visitantes. Finalmente, las Reservas Nacionales son áreas que interesan para: la conservación de sistemas ecológicos, el mantenimiento de zonas protectoras del Parque Nacional contiguo, o la creación de zonas de conservación independientes, cuando la situación existente no requiera o admita el régimen de un Parque Nacional.

Las categorías anteriormente expuestas, previstas por la Ley 22.351, han sido complementadas con las disposiciones de los Decretos 2148/90 y 453/1994. El primero de ellos designa con el título de Reserva Natural Estricta al tipo de área protegida que ofrezca las máximas garantías para la conservación de la diversidad biológica argentina, por ser espacios de gran valor biológico que sean representativas de los distintos ecosistemas del país o que contengan importantes poblaciones de especies animales o vegetales autóctonas. El segundo, crea las categorías de Reservas Naturales Silvestres y Educativas. Reservas Naturales Silvestres son áreas de extensión considerable que conserven inalterada o muy poco modificada la cualidad silvestre de su ambiente natural y cuya contribución a la conservación de la diversidad biológica sea particularmente significativa en virtud de contener representaciones válidas de uno o más ecosistemas, poblaciones animales o vegetales valiosas a dicho fin, a las cuales se les otorgue especial protección para preservar la mencionada condición. Reservas Naturales Educativas son áreas que, por sus particularidades o por su ubicación contigua o cercana a las Reservas Naturales Estrictas o Silvestres brinden oportunidades especiales de educación ambiental o de interpretación de la naturaleza.

Finalmente, la categorización de áreas naturales protegidas se completa con la Ley 27.037, que instituye en los espacios marítimos establecidos en los artículos 3, 4, 5 y 6 de la ley 23.968 (mar territorial, zona contigua, zona económica exclusiva y plataforma continental) el Sistema Nacional de Áreas Marinas Protegidas, destinado a proteger y conservar espacios marinos representativos de hábitats y ecosistemas bajo los objetivos de política ambiental establecidos en la legislación vigente. Esta ley no se aplica en los espacios marítimos bajo jurisdicción provincial.

Implicancias para el Proyecto

La Ley 25.743 impone una obligación genérica de resguardar cualquier hallazgo de bienes o artefactos de interés cultural o arqueológico, con el fin de su resguardo y estudio, poniendo en alerta e informando a las autoridades locales correspondientes.

Constituye una buena práctica en obras hidráulicas, viales y de infraestructura energética, máxime cuando las mismas revisten cierta envergadura, instrumentar un plan de gestión para estas situaciones, no solamente en la etapa de diseño con un "screening" anticipado a los efectos de identificar posibles sitios de interés o lugares con importancia arqueológica conocida, sino durante la etapa de obra, con el fin de anticiparse a este tipo de contingencias con el correspondiente protocolo de descubrimientos y plan de gestión ante hallazgos.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
92
FOLIO N°

En lo referente a las áreas naturales protegidas nacionales, a primera vista no se aprecia que el proyecto pudiera generar afectaciones en las mismas. Sin embargo, es menester tener en consideración que, en cercanías en dirección sur, se encuentra el Parque y Reserva Nacional Islote Lobos (creado por Ley 27.670), ubicado contiguo a la localidad de Playas Doradas (departamento San Antonio) y comprendiendo una franja costera de aproximadamente 20 Km. Esta superficie se encuentra sujeta a las prohibiciones y limitaciones previstas por la cita Ley 22.351. Lo expuesto, lo es sin perjuicio de la existencia de áreas protegidas bajo jurisdicción provincial, cuestión que será materia de análisis en otra sección del presente capítulo.

Asimismo, es importante destacar que la zona de emplazamiento del proyecto, Golfo San Matías, es hábitat de la especie Ballena Franca Austral, declarada Monumento Natural por Ley 23.094, aunque ésta tiene por ámbito de aplicación los lugares sujetos a la jurisdicción exclusiva de la Nación.

2.2.7 Flora y Fauna

En estos párrafos se agrupa una reseña de las principales normas referidas a la protección de la fauna y la flora, a nivel nacional.

Amén de los acuerdos internacionales descriptos en párrafos anteriores (Convenio de Diversidad Biológica, CITES, Bonn, etc.) corresponde hacer mención a la Ley de Fauna (Ley 22.421) sancionada a comienzos de los años 80 y actualmente sometida a cuestionamientos constitucionales por intromisión en las potestades provinciales sobre sus recursos naturales.

En materia forestal corresponde hacer mención de una norma de antigua data, vigente, aunque en muchos casos poco referenciada en las políticas forestales nacionales, la Ley 13.273 de Defensa de la Riqueza Forestal, sancionada en 1949, norma que ha inspirado a muchos Códigos Rurales y normas forestales provinciales.

Más recientemente, la Ley 26.331 estableció los presupuestos mínimos de protección para los Bosques Nativos, ordenando a las provincias llevar a cabo un ordenamiento territorial de sus bosques nativos en función de su importancia para la conservación y a la cual se ha efectuado previamente una somera mención.

Implicancias para el Proyecto

Las consideraciones respecto de la fauna y la flora deben ser incorporadas al Plan de Gestión Ambiental atendiendo al monitoreo de especies y su preservación, con énfasis en cada etapa de obra siguiendo las buenas prácticas y recomendaciones adoptadas por el ENARGAS, la Secretaría de Energía, diferentes estándares internacionales existentes, incluyendo los descriptos bajo las salvaguardas del CFI, o las directrices consignadas en los Principios de Ecuador.

2.2.8 Transporte Automotor y Obras Viales

El transporte de personal afectado a la obra, como también de mercancías, insumos, sustancias y materiales durante la etapa constructiva poseen importancia para la gestión ambiental. Algunos de estos aspectos se encuentran consignados en el Manual Mega II, aplicable a obras vías nacionales y adoptada por la Dirección Nacional de Vialidad en 2007 mediante Resolución 1.604/07, y que más allá de la jurisdicción aplicable, puede ser usado como buena práctica o norma técnica de referencia para obras similares, más allá de la jurisdicción competente. Estas consideraciones pueden poseer relevancia para obradores y vías de acceso a la zona de trabajo e instalaciones afines. El mismo contempla también diversos lineamientos para la gestión ambiental del transporte de sustancias peligrosas.

Cabe consignar asimismo la exigencia de la Ley Nacional de Tránsito, Ley 24.449 y su reglamentación, en todo lo atinente a seguridad vial, emisiones gaseosas y de ruido de vehículos de trabajo, como también los requerimientos vigentes para los conductores profesionales de vehículos de transporte y maquinaria pesada.

Además de la Ley de Tránsito ya analizada (Ley 24.449), cabe hacer mención del Reglamento de Carga de Mercancías Peligrosas adoptadas por el MERCOSUR y vigente en nuestro país (Decreto 779/95 con sus modificatorias). Este reglamento ha tenido permanente y continua actualización a lo largo de los últimos años.

2.2.9 Almacenamiento de Combustibles

La autorización y el control en materia de seguridad en el almacenamiento de insumos, combustibles y productos, es un resorte de las autoridades locales. No obstante, se deberá tener en consideración las exigencias establecidas desde hace larga data por la Secretaría de Energía de la Nación en la materia. Estas normas han sido complementadas por otras, que, pese a haber sido diseñadas para el almacenamiento y las operaciones de logística que involucran combustibles, son aplicables por analogía también al almacenamiento de algunos insumos químicos. A continuación, se reseña este marco regulatorio.

Ley 13.660 y Decreto Reglamentario 10.877/60

En forma sintética, el decreto restablece los requerimientos mínimos relativos a la seguridad de las instalaciones de elaboración, transformación y almacenamiento de combustibles sólidos minerales, líquidos y gaseosos, entre los que cabe mencionar:

- En materia de incendio, se exige una red de incendios según los combustibles, las condiciones de almacenamiento y el área circundante.
- Protección de los sistemas eléctricos.
- Distanciamientos mínimos entre tanques de almacenamiento y entre tanques y otras instalaciones.
- Bermas de contención con muros que aseguren la imposibilidad de fuga o contaminación hacia el suelo o fuera del predio. Estas defensas pasivas deben asegurar la contención de volúmenes equivalentes al 110% de la capacidad del tanque o un 50% más de la sumatoria de los tanques, en casos de agrupaciones de tanques o sistemas de almacenamiento.

Para las instalaciones de almacenamiento subterráneo de combustibles rigen las Resoluciones 404/94 y 1.102/04 de la Secretaría de Energía y la Resolución 6/91 de la ex Sub-Secretaría de Combustibles. Para las instalaciones de almacenamiento sobre superficie, rige la Resolución 785/05 (con modificaciones introducidas por las Resoluciones 288/08 y 4/21 de la Secretaría de Energía). Ambos regímenes requieren auditorías periódicas y pruebas de estanqueidad en función de la fecha de fabricación de las instalaciones.

Los sitios de almacenamiento en los obradores deberán contemplar estos regímenes regulatorios en los Planes de Gestión Ambiental y Planes de Contingencias.

Cabe destacar que los derrames de combustibles acarrean la obligatoriedad de gestionar los mismos como Residuos Peligrosos, remitiéndose a las secciones pertinentes.

Cabe consignar la vigencia de la Resolución 2.429/10 de la ex Secretaría de Energía, en lo que hace a la utilización de tanques flexibles de plástico o elastómeros para eventuales derrames o instalaciones removibles en obradores o similares.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
93
FOLIO N°

Implicancias para el Proyecto

El almacenamiento de combustibles (y otras sustancias químicas) deberá efectuarse atendiendo a la norma señalada y observando los recaudos para evitar derrames o incidentes con riesgo para la seguridad o para el ambiente y recursos hídricos. En su caso se adoptarán los mecanismos financieros como el seguro ambiental o caución similar, para asegurar o afianzar eventuales contingencias que pudieran ocurrir. En algunos casos, corresponde determinar la pertinencia o no del seguro ambiental previsto en el Artículo 22 de la Ley 25.675.

2.2.10 Higiene y Seguridad en el Trabajo

En esta sección se hace una muy somera descripción de las exigencias en materia de higiene, salud y seguridad laboral, sin perjuicio de destacar que las mismas exceden los alcances del presente EsIA, siendo objeto de un abordaje específico en los planes de gestión de seguridad e higiene laboral. No obstante, es indudable que existe un solapamiento en los sistemas de gestión ambiental y laboral en campos tales como el manejo de sustancias químicas y prevención de contingencias incluyendo derrames, la capacitación o los sistemas de lucha contra incendios.

La Ley 19.587, su Decreto Reglamentario 351/79 y sus diversas reglamentaciones derivadas, establecen las exigencias generales para la protección de los trabajadores en las diferentes tareas, tanto en la etapa de construcción y obra, como en la operación posterior del gasoducto. En materia de construcción, es también aplicable el Decreto 911/96 en forma específica a estas actividades desde la seguridad, la salubridad y la higiene.

La Ley de Higiene y Seguridad, junto con el régimen asegurador general rige para la actividad de los operarios en la construcción, como también en su etapa de operación posterior. Junto con el régimen de higiene y seguridad y en forma articulada, se dará cumplimiento con la Ley 24.557 y sus modificatorias referidas a la prevención del riesgo de trabajo. La convergencia de algunos aspectos de la gestión ambiental con la protección de la seguridad en el trabajo es notable, aun cuando no integre estrictamente la gestión ambiental. El manejo de sustancias, etiquetado y control de derrames son áreas donde convergen ambas agendas.

A continuación, se hace una sintética reseña de las obligaciones más relevantes a tener presentes en materia de higiene y seguridad ocupacional.

Capacitación Básica

Obligación de capacitar al personal en materia de higiene y seguridad, en prevención de enfermedades profesionales y de accidentes del trabajo, de acuerdo con las características y riesgos propios, generales y específicos de las tareas que desempeña, siguiendo las directrices del régimen de riesgos de trabajo. Los planes anuales de capacitación serán programados y desarrollados por los servicios de medicina, higiene y seguridad en el trabajo en las áreas de su competencia[12].

[12] Un ejemplo de los requerimientos en materia de capacitación obligatoria está dado por la Resolución 2.288/15 de la SRT por la cual se creó la Unidad de Asesoramiento, Monitoreo y Capacitación en Riesgos Químicos y Biológicos en el Ambiente Laboral, denominada "Preventox Laboral", cuya función es constituir un eficaz ámbito de consulta sobre las sustancias químicas peligrosas y los contaminantes biológicos.

Aparatos con Presión Interna

En todo establecimiento en que existan aparatos que puedan desarrollar presión interna, se fijarán instrucciones detalladas, con esquemas de la instalación que señalen los dispositivos de seguridad en forma bien visible y las prescripciones para ejecutar las maniobras correctamente, prohíban las que no deban efectuarse por ser riesgosas e indiquen las que hayan de observarse en caso de riesgo o avería.

Estas prescripciones se adaptarán a las instrucciones específicas que hubiera señalado el constructor del aparato y a lo que indique la autoridad competente. Los trabajadores encargados del manejo y vigilancia de estos aparatos deberán estar instruidos y adiestrados previamente por la empresa, quien no autorizará su trabajo hasta que éstos no se encuentren debidamente capacitados (Art. 138, Dec. 351/79).

Protección contra Incendios

Comprende el conjunto de condiciones de construcción, instalación y equipamiento que se deben observar tanto para los ambientes como para los edificios, aun para trabajos fuera de éstos y en la medida en que las tareas los requieran. La instalación de extinción deberá ser adecuada al riesgo. Las clases de fuegos se designarán con las letras A B C y D.

Protección Personal del Trabajador

El trabajador debe ser proporcionado de elementos y equipos de protección personal individuales, incluyendo protección acústica y, en caso de corresponder, prevención de enfermedades o recaudos sanitarios, consecuencia de COVID 19.

Servicio de Medicina del Trabajo

Deben ser dirigidos por un universitario con título de médico del trabajo, de fábrica o similar, quienes deberán estar registrados en el Ministerio de Salud. Son responsables de, efectuar, directamente o bajo su supervisión, examen clínico a la totalidad de los trabajadores del establecimiento, por lo menos una vez por año y efectuar personalmente reconocimientos semestrales o en períodos más breves a su criterio, al personal afectado a tareas con riesgos especiales y a los disminuidos en readaptación.

Servicio de Higiene y Seguridad en el Trabajo

Estos servicios deberán estar dirigidos por graduados universitarios de las disciplinas enumeradas en el Art. 35 del Decreto 351/79. Son tareas a su cargo las obligaciones enumeradas en los Artículos 39 y 40 del Decreto 351/79.

Manejo de Explosivos

La Ley 20.429, modificada por las Leyes 21.470, 21.829, 24.492, 25.086, 25.449, 26.138 y 27.192, reglamentada a su vez por los Decretos 395/75, 302/83 (modificadas por los Decretos 37/01 y 306/07) y un sinnúmero de resoluciones ministeriales, establece un régimen de contralor de armas de fuego de uso civil, junto a otro tipo de sustancias y explosivos para uso en actividades constructivas, obras civiles, minería y petróleo. El marco regulatorio data desde los años setenta y tiene un claro perfil orientado hacia el control de armas de fuego en ámbitos civiles. La Ley 27.192 creó la Agencia Nacional de Materiales Controlados (ANMaC), en reemplazo de la preexistente RENAR (Registro Nacional de Armas), con potestades sobre armas y explosivos, su producción, importación, exportación, venta y utilización en diversas áreas de la actividad económica.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
94
FOLIO N°

El Capítulo Primero de la reglamentación actualizada efectúa una extensa clasificación de los diferentes tipos de explosivos según componentes, empaquetaduras, tipo de iniciadores y detonadores a ser utilizados. La reglamentación crea un registro de usuarios, junto a otras figuras tales como fabricantes, comercializadores, e importadores, en las cuales deben inscribirse los usuarios para obras civiles, a los efectos de utilizar los explosivos autorizados para uso civil (Explosivos Clase o Grupo A, B y C con las exclusiones del caso), debiendo asimismo inscribir los polvorines para el caso de acopio in situ. La reglamentación también establece restricciones en cuanto a las voladuras, con distancias mínimas respecto de sitios de transmisión por radio frecuencia u otros medios de comunicación.

2.2.11 Gestión de Residuos

Se incluye en esta sección una reseña de las normas aplicables a la gestión de residuos, en las diferentes etapas del proyecto, con el énfasis obvio en la etapa constructiva, dada la mayor cantidad de residuos que se generan y la especificidad de las medidas que deben ser adoptadas en función de sus características (áridos y escombros, neumáticos usados, etc.).

Cabe destacarse que, a medida que va evolucionando la ciencia y el conocimiento, la gestión de residuos se vuelve más sofisticada con medidas específicas para cada tipo o corriente de desechos, acompañando este fenómeno producto del conocimiento creciente y las opciones diversificadas de tratamiento y disposición. En tiempos pretéritos, en momentos en los cuales se sancionan las leyes generales del ambiente de cada jurisdicción provincial, o las normas sobre residuos peligrosos a nivel nacional, la principal distinción se efectuaba entre los residuos domiciliarios, sólidos urbanos o asimilables a ellos, y los residuos peligrosos, que en un primer momento comprendía también a los residuos patogénicos o patológicos.

En la actualidad, la sofisticación y la diferenciación en la gestión de los residuos trasciende en algunos casos los marcos legislativos vigentes, partiendo o desprendiéndose de estos, a veces con regulaciones específicas, a veces en virtud de programas diferenciados de gestión.

Residuos Domiciliarios o Residuos Sólidos Urbanos

Rige en todo el país la Ley 25.916 de presupuestos mínimos para la Gestión Integral de los Residuos Domiciliarios, que comprende a aquellos elementos, objetos o sustancias que, como consecuencia de los procesos de consumo y desarrollo de actividades humanas, son desechados y/o abandonados (Art. 2).

La Ley 25.916 persigue el objetivo de la gestión integral de residuos, impulsando la reducción en origen en la generación, la reutilización, el reciclado y la introducción de tecnologías de tratamiento y disposición final. La norma también procura fortalecer la diferenciación entre diferentes tipos de generadores, en función del tipo o actividad, envergadura o volumen de residuos generados, como también la promoción de la valorización.

Uno de los aspectos más relevantes de la norma es la meta de erradicación de los basurales a cielo abierto en todo el territorio del país y la adopción de la Gestión Integral como régimen por parte de todas las provincias.

Residuos Peligrosos o Especiales

A nivel nacional existe un marco regulatorio efectivamente vigente para los residuos peligrosos desde 1991, sancionada por la Ley 24.051 y su Decreto Reglamentario 831/93. El régimen implementado por esta norma ha sido transformado por la sanción en 2002 de la Ley 25.612 de Presupuestos Mínimos en materia de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios.

La Ley 25.612, más allá de su carácter de norma de presupuestos mínimos, ha introducido una nueva lógica en la regulación de los residuos peligrosos o especiales. En efecto, donde la Ley 24.051 clasificaba a los residuos en función de su peligrosidad, siguiendo en cierto sentido el esquema adoptado por el Convenio de Basilea, la Ley 25.612, determina la sujeción del residuo a un contralor especial en función de su origen como residuo proveniente de la actividad industrial o de las actividades de servicios.

La Ley 25.612 no ha sido reglamentada a la fecha, por lo que, en términos prácticos carece de mayor relevancia en la gestión operativa, aunque sí ha sido utilizado como "plataforma genérica" para la elaboración de programas específicos para la gestión de corrientes de desechos que requieren consideraciones especiales (neumáticos, RAAES, etc.).

La aplicación de la Ley de Residuos Peligrosos está supeditada al carácter interjurisdiccional del transporte de los residuos peligrosos generados por la obra en el caso de que, por razones operativas o necesidades del tratamiento o disposición final, sea necesario el transporte de los residuos peligrosos fuera de la jurisdicción provincial.

En lo que hace a los residuos patológicos, la Ley 24.051 las considera como una corriente de desechos comprendida en la definición legal, aunque diferenciada del resto de los residuos peligrosos, por ejemplo, eximiéndolas del pago de la tasa a ser pagado por los generadores en función de la reducción o la recuperación o reutilización de los mismos.

2.2.12 Mapa de Actores Institucionales, Procedimiento de EIA y Organigramas

Son actores institucionales claves a nivel nacional, el Ministerio de Economía, a través de la Secretaría de Energía, la Subsecretaria de Hidrocarburos y, en menor grado de importancia, la Dirección de Vías Navegables (en lo que hace a los aspectos portuarios), sin perjuicio de la incidencia de reparticiones como la Prefectura Naval Argentina (PNA). En lo que atañe a los aspectos técnicos, consideraciones ambientales y de seguridad operacional, corresponde la intervención del ENARGAS, en su calidad de ente autárquico regulador de los servicios de transporte, logística y distribución de gas.

Las tramitaciones administrativas ambientales, **se llevarán a cabo ante las autoridades jurisdiccionales competentes de la Provincia de Río Negro conforme el reparto de competencias constitucionales descripto al inicio del presente, atendiendo a las reglas constitucionales del sistema federal ambiental desde 1994.**

La siguiente tabla, correspondiente a la Norma NAG 153, Sección 1-Apartado 2) describe la distribución y alcance de los distintos documentos, previstos a ser presentados según las distintas etapas del proyecto, **sin perjuicio de su adaptación a los procedimientos de cada jurisdicción donde se tramiten y aprueben los estudios ambientales.** Así, los Artículos 6 y 7 de la Resolución 3.857/06 a la cual se ha hecho referencia expresan respectivamente:

"...Para la construcción de nuevos gasoductos, ramales, redes, y sus instalaciones complementarias, se deberá dar cumplimiento a la normativa provincial o municipal que establezca procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias previas para la realización de los proyectos. Los sujetos mencionados en el Artículo 3º deberán presentar ante la Autoridad Regulatoria, la información que a continuación se detalla: Copia de las actas o certificaciones de constancia de los actos de consulta o audiencia pública celebrados; Copia del proyecto definitivo del emprendimiento; Protocolos del Estudio Ambiental Previo (EAP o EAPr), del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y del Plan de Protección Ambiental (PPA) específico para la obra programada...".

SECRETARIA AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
95
FOLIO N°

"...Para la construcción de nuevos gasoductos, ramales y sus instalaciones complementarias, siempre que no sean considerados obras menores, según lo indicado en ítem 3.1.1. de la Norma NAG 153, en los casos que no exista normativa provincial o municipal que reglamente procedimientos de consulta o de audiencia pública, los sujetos mencionados en el Artículo 3º deberán publicar las características del proyecto...".

Tabla 2. Tipos de Estudios y Procedimientos Ambientales según Etapas del Proyecto.

Estudio o Procedimiento	Etapa				
	Anteproyecto	Proyecto	Construcción	Operación y Mantenimiento	Desafectación, Abandono o Retiro
Manual de Procedimientos Ambientales (MPA)	X	X	X	X	X
Estudio Ambiental Previo (EAP) / Estudio Ambiental Previo para Redes (EAPr)	X				
Estudio de Impacto Ambiental (EsIA)		X			
Plan de Gestión Ambiental (PGA) - Formulación		X			
Plan de Gestión Ambiental (PGA) - Implementación			X	X	X

En función de las "reglas y arreglos institucionales" que se han desarrollado a lo largo de las últimas dos décadas en el campo de la política ambiental y la puesta en marcha de instituciones como el EsIA y los diferentes sistemas de habilitación y otorgamiento de permisos ambientales, desde la sanción de las primeras leyes de presupuestos mínimos y la puesta en marcha del sistema federal ambiental plasmado luego de la reforma constitucional, se ha consolidado un modelo centrado en las potestades provinciales.

Si bien han existido intentos de organizar procedimientos en casos de proyectos interjurisdiccionales o a escala regional, sea bajo mecanismos legislativos, como los diferentes intentos de sancionar leyes de presupuestos mínimos, sea con mecanismos ad hoc, no hay un marco normativo a la fecha que articule estos procedimientos.

No obstante, el "federalismo concertado" figura desarrollada por Pedro Frías y consagrada en cierta forma en el Pacto Federal Ambiental ratificado con la sanción de la Ley 25.675, permite una hoja de ruta donde convergen los procedimientos de EIA, más allá de la existencia o no de un marco regulatorio prescriptivo para el abordaje del procedimiento. El ENARGAS y la Secretaria de Energía, ejercen papeles centrales, en tanto organismos con perfil sectorial y competencias técnicas, a partir del cual, las directrices contenidas en las normas NAG referenciadas son incorporadas al EsIA, desde lo metodológico, como también desde lo sustantivo en cuanto a contenidos, sin perjuicio de que la presentación, las instancias de participación y el otorgamiento de las autorizaciones correspondientes se lleve a cabo, ante las autoridades de la provincia de Río Negro[13].

[13] De hecho, la Resolución ENARGAS 3.587/06 a la cual se ha hecho referencia fue concebida para los casos

Cabe hacer una reflexión tangencial sobre el papel de la cartera ambiental nacional, la cual, luego de la elaboración de las Resoluciones 337 y 434 del MGAyDS en 2019, estableció un marco de referencia con guías metodológicas para los instrumentos de la EIA y la EAE en áreas bajo la administración nacional. Dichas resoluciones constituyen directrices para la implementación de buenas prácticas en materia de evaluación de proyectos puntuales o programas a nivel estratégico, no obstante, no reemplazan los regímenes existentes, ni establecen un marco regulatorio prescriptivo en lugar de las "reglas de juego" en vigencia bajo el reparto de competencias en materia ambiental, donde las provincias ejercen prima facie el proceso de evaluación y autorización ambiental.

La Subsecretaria de Ambiente de la Nación tiene bajo su responsabilidad el instrumento de la EIA (y la EAE eventualmente), no obstante, no se considera que la misma tendrá un rol clave en el abordaje o el proceso de los estudios ambientales, sin perjuicio de sus eventuales aportes, a solicitud de la cartera de energía, el ENARGAS, la PNA, Vías Navegables u otro actor relevante. En estas instancias, las resoluciones referenciadas podrán ser consideradas como buenas prácticas en la confección de los estudios ambientales, complementando en su caso, los requerimientos de la provincia. En este marco conceptual, cabe también consignar la necesidad de contemplar directrices que pueden surgir de las normas voluntarias consignadas en función de las necesidades de financiamiento externo o inversiones de capital sujetas a salvaguardas o resguardos socio-ambientales.

de ausencia de normas locales en materia de participación ciudadana. En los años transcurridos desde ese año a la fecha, todas las jurisdicciones provinciales han generado sistemas sofisticados de EIA, incorporando los procesos de participación ciudadana y acceso a la información, consolidada además con la ratificación por parte de Argentina del Acuerdo de Escazú, afianzando las exigencias e importancia del EIA.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
96
FOLIO Nº

3. MARCO LEGAL AMBIENTAL DE LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO

En esta sección se analiza el conjunto de normas y marcos regulatorios de la provincia de Río Negro con incidencia ambiental o de tutela sobre los recursos naturales, el ambiente o el entorno con valor patrimonial (natural o cultural), o con implicancias sociales para las obras de construcción del proyecto y su operación.

Además del relevamiento y el análisis normativo somero que se lleva a cabo a continuación, se efectúa un análisis de los principales organismos involucrados en el otorgamiento de las autorizaciones y permisos involucrados, incluyendo la evaluación ambiental del proyecto y sus correspondientes autorizaciones y habilitaciones, las instancias de participación ciudadana y eventual incidencia o participación de otros organismos o reparticiones en el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

Conforme a las reglas constitucionales que rigen el reparto de competencias en materia ambiental y reseñadas en la sección que aborda la legislación nacional, el análisis y aprobación de cualquier proyecto con incidencia ambiental **corresponde a las autoridades provinciales**, atendiendo al juego e interpretación armónica de los Artículos 41 y 124 de la Carta Magna.

Sin perjuicio de esta regla central en el reparto de competencias, donde las autoridades provinciales ejercen el dominio originario sobre sus recursos naturales y por lo tanto poseen las potestades para la consideración de los impactos ambientales de proyectos o actividades a ser ejecutados en el territorio, hay casos de convergencia entre potestades provinciales (e incluso municipales), con potestades nacionales surgidas de competencias sectoriales o específicas a algún tipo de actividad, como es en esta instancia la regulación del transporte de gas.

Esta "convergencia" de múltiples y diversas potestades es una realidad administrativa y jurídica propia de la complejidad de la economía y sociedad contemporánea, requiriendo, en algunos casos acuerdos institucionales específicos para la coordinación de esfuerzos, en otros, esquemas de deslinde de atribuciones con la coexistencia de autorizaciones y habilitaciones originadas en diferentes áreas o ámbitos del sistema federal.

En la República Argentina no existe siempre un criterio claro para la coordinación de roles por parte de diferentes organismos competentes, tal como se observa en el derecho comparado en donde la figura del "Lead Agency" norteamericano o la del "Statutory Consultee" inglés o australiano, aseguran una intervención transversal más coordinada[14].

La experiencia y práctica a lo largo de las últimas décadas, desde la sanción de las primeras leyes de presupuestos mínimos (en especial la Ley General del Ambiente) ha permitido, sin embargo, generar un esquema de articulación del conjunto de permisos y autorizaciones en función de las potestades concurrentes de las diferentes jurisdicciones y niveles de estado involucrados en el proceso.

[14] El *Lead Agency* norteamericano es la Autoridad de Aplicación con el poder decisorio central para el proyecto, que, sin perjuicio de la participación de otros organismos en consultas o intervenciones, ejerce una suerte de "fuero de atracción" en la tramitación. En Gran Bretaña, el *Statutory Consultee* es el organismo a quien se debe recurrir de manera preestablecida para la emisión de un parecer que debe integrar la decisión administrativa final. En Argentina existen instancias de estos mecanismos a nivel provincial, por ejemplo, en Mendoza con los dictámenes sectoriales obligatorios, o en Santa Cruz con la integración de comisiones evaluadoras para proyectos que involucran a más de un marco sectorial regulatorio.

La Corte Suprema de Justicia ha convalidado esta regla en el conocido pronunciamiento "Día", planteando la coexistencia y convergencia de un plexo múltiple y a veces complejo de exigencias en materia ambiental y social para cualquier tipo de actividad con impactos sobre el entorno[15].

3.1 ASPECTOS GENERALES

3.1.1 La Constitución Provincial

La Constitución de la provincia de Río Negro, en sintonía con la Carta Magna Nacional, consagra en su artículo 84 el derecho de todos los habitantes a gozar de un medio ambiente sano, libre de factores nocivos para la salud, y les impone el deber de preservarlo y defenderlo (para lo cual los legitima en el Art. 85, para accionar ante las autoridades). En función de ello, la Constitución provincial impone al Estado la carga de prevenir y controlar la contaminación del aire, agua y suelo, manteniendo el equilibrio ecológico; conservar la flora, fauna y el patrimonio paisajístico; proteger la subsistencia de las especies autóctonas y legislar sobre el comercio, introducción y liberación de especies exóticas que puedan poner en peligro la producción agropecuaria o los ecosistemas naturales. Asimismo, ya desde la Carta Magna provincial se exige la realización de estudios previos del impacto ambiental para grandes emprendimientos que potencialmente puedan alterar el ambiente; y se impone al Estado la reglamentación de la producción, liberación y ampliación de los productos de la biotecnología, ingeniera nuclear y agroquímica, y de los productos nocivos, para asegurar su uso racional.

Asimismo, la Constitución de la provincia de Río Negro consagra en su Art. 70 el dominio originario de la provincia sobre los recursos naturales existentes en el territorio, su subsuelo, espacio aéreo y mar adyacente a sus costas. En esta línea, manda a preservar su conservación y aprovechamiento racional e integral, por sí o mediante acuerdo con la Nación, con otras provincias o con terceros. La constitución remarca su dominio sobre las aguas públicas ubicadas en su jurisdicción, que tengan o adquieran aptitud para satisfacer usos de interés general, y aclara que su uso y goce debe ser otorgado por autoridad competente (Art. 71).

Finalmente, huelga señalar que la Constitución provincial también se ocupa de reglar el Ordenamiento Territorial, disponiendo que la Provincia junto a los Municipios ordenará el uso del suelo y el desarrollo urbano y rural. Así también, establece pautas para el tratamiento del régimen de tierras, bosques, parques y reservas naturales, de los yacimientos mineros e hidrocarburíferos (Arts. 74 a 79).

3.1.2 Legislación Ambiental General

La provincia de Río Negro cuenta con una variada y dispersa gama de normas de índole ambiental, las cuales conforman el marco que rige la materia. Desde el punto de vista general, ha delineado la política ambiental rionegrina la Ley Provincial M Nº 2631. Se trata de una norma que posee algo más de tres décadas de antigüedad, cuestión que permite tener por afianzadas las directrices a seguir en la política y gestión ambiental. Maxime, cuando la norma asienta sus bases en la Carta de las Naciones Unidas, la Conferencia de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo y los principios del Derecho Internacional. Esta norma adopta y declara de interés social y económico a los principios que sustentan el denominado "Desarrollo Sustentable" como modo de generación de riqueza, distribución equitativa de la misma y protección del medio ambiente, y como vehículo del bienestar general de la sociedad.

---

[15] "... *Toda actividad económica está alcanzada por una miríada de regulaciones provenientes de diversas autoridades y jurisdicciones, en especial en un Estado Federal que garantiza la autonomía municipal y cada uno de los respectivos ordenamientos legisla sobre aspectos diversos de la producción e intercambio de bienes y servicios...*" Voto de la Dra. Carmen Argibay: "Día Argentina c/Provincia de Buenos Aires" (CSJN, 15/06/10).

SECRETARÍA AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
97
FOLIO N°

Esta Ley parte de proclamar que los seres humanos están en el centro de los intereses del desarrollo sustentable y tienen derecho a una vida digna, sana y en armonía con la naturaleza. De ahí que, luego de reivindicar el derecho soberano de la provincia de explotar sus recursos de acuerdo con sus propias políticas de medio ambiente y desarrollo, proclama la responsabilidad estatal de garantizar que las actividades sociales, económicas, científicas o tecnológicas, no causen perjuicio al medio ambiente provincial o al de otros Estados o áreas situadas más allá de los límites de su jurisdicción territorial.

La Ley en comentario incorpora el principio de sustentabilidad a la legislación provincial, entendido como aquel modelo de desarrollo que se ejerce de modo de satisfacer equitativamente las necesidades económicas y ambientales de las generaciones presentes y futuras, considerando a la protección del medio ambiente como parte integral del proceso de desarrollo, no pudiendo aislarse del mismo. Asimismo, esboza los principios de prevención y de precaución, con el fin de impedir todo tipo de emprendimiento público o privado en su territorio que, aún sin tener la plena certeza científica, se presuma pueda causar -o exista riesgo de causar- daños serios o irreparables a su medio ambiente. Vale señalar que en sus pasajes se advierte una fuerte tutela social, de lo que derivan los derechos de acceso a la información y a la participación ciudadana, así como a la educación de orden ambiental. Todo esto se encuentra explicitado en su Art. 5.

Esta norma, entre otros objetivos que se plantea (Art. 6), recoge el de respetar el medio ambiente, integrando las consideraciones ecológicas con las productivas en la toma de decisiones; la utilización racional del suelo, agua, flora, fauna, paisaje, fuentes energéticas y demás recursos naturales, en función de lograr un desarrollo sustentable, y; la prevención y control de factores, procesos, actividades o componentes del medio que ocasionan o puedan ocasionar degradación al ambiente, a la vida del hombre y a los demás seres vivos. De igual modo, aborda el ordenamiento territorial, disponiendo la necesidad de planificar los procesos de urbanización, el poblamiento, la industrialización, la explotación minera, la expansión de fronteras productivas en general y el desarrollo turístico, en función de los valores del ambiente. Desde ya, como objetivo de especial protección, cataloga a la defensa y mantenimiento de áreas y monumentos naturales, refugios de la vida silvestre, reservas forestales, faunísticas y de uso múltiple, cuencas hídricas protegidas, áreas verdes de asentamiento humano y cualquier otro espacio físico que, conteniendo flora y fauna nativas o exóticas, requieran un régimen de gestión especial (Art. 6).

La Ley en tratamiento se erige como una suerte de Ley General del Ambiente, abordando seguidamente los distintos microbienes jurídicos de los que se compone el entorno, tales como el aire, los suelos, los recursos hídricos, la flora, la fauna, entre otros. Empero, para un mejor orden expositivo, cada uno de esos aspectos serán analizados más adelante.

En virtud de todo lo expuesto, es menester señalar que adquiere mayúscula relevancia la Ley Provincial M Nº 3266 (y su reglamentación por el Decreto Provincial M Nº 656 de 23-06-2004), la cual tiene por objeto regular el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental como instituto necesario para la conservación del ambiente en todo el territorio de la provincia a los fines de resguardar los recursos naturales dentro de un esquema de desarrollo sustentable, siendo sus normas de orden público. Este procedimiento será abordado inextenso en el acápite siguiente.

Finalmente, huelga aclarar que existen otras normas de índole ambiental, sectoriales, que no serán desarrolladas en las próximas líneas. Ello, por cuanto no se advierte que posean implicancias para el proyecto. Tal es el caso de la Ley Provincial Q 4736/11 de Preservación de glaciares y ambiente peri glaciar (adhesión a la Ley Nacional 26639), o la Ley Provincial M Nº 1556 de Fomento de la Conservación de Suelos (adhesión a la Ley Nacional 22428).

3.1.2.1 Evaluación de Impacto Ambiental

La ya comentada Ley Provincial M Nº 2631 anticipa en su artículo 23 que todo emprendimiento u obra que por su envergadura o característica, potencialmente pueda alterar el ambiente, deberá contar con la aprobación, por ante la autoridad competente, de la declaración de impacto ambiental que producirá su ejecución.

Así, el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) en la Provincia de Río Negro se encuentra regulado en la Ley Provincial M Nº 3266 (y su reglamentación por el Decreto Provincial M Nº 656 - de 23-06-2004), la cual lo considera como un instituto necesario para la conservación del ambiente en todo el territorio de la provincia a los fines de resguardar los recursos naturales dentro de un esquema de desarrollo sustentable, siendo sus normas de orden público.

Luego de establecer los principios a los cuales debe sujetarse el instituto en comentario (Art. 2), la Ley establece cuáles son los proyectos, obras o acciones que estarán sujetos a sus términos (Art. 3). Ello, sin perjuicio de la facultad de la Autoridad de Aplicación de exigir -por resolución fundada- la realización de la EIA a otras actividades no comprendida en el mencionado artículo 3 (Art. 15).

En el caso que nos ocupa, el proyecto aparece como relacionado con los siguientes incisos del Art. 3, para los cuales se exige la EIA: b) La prospección, exploración, extracción, transporte e industrialización de hidrocarburos y sus derivados, instalaciones para la gasificación y licuefacción de residuos de hidrocarburos; c) La evacuación de residuos sólidos, líquidos y gaseosos en áreas rurales o urbanas provenientes del uso industrial, residencial y/u otros; e) La construcción de rutas, autopistas, líneas férreas, acueductos, puentes, aeropuertos y puertos; g) El uso y manejo de recursos florístico, faunístico y paisajístico, tanto terrestres como marítimos, fluviales o lacustres con fines turísticos y/o productivos.

Es importante tener presente que la Ley considera a la EIA como procedimiento destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir o mitigar, las consecuencias o efectos que acciones o proyectos públicos o privados, puedan causar al equilibrio ecológico, al mantenimiento de la calidad de vida y a la preservación de los recursos naturales existentes en la provincia. De ahí que todo proyecto de obras o actividades capaces de modificar, directa o indirectamente el ambiente del territorio provincial, deberán obtener una Resolución Ambiental (RA), expedida por la Autoridad Ambiental Provincial. La RA constituye la última etapa de la EIA, y es requisito indispensable para que los organismos públicos centralizados o descentralizados de la administración pública provincial y/o municipal con competencia en la obra y/o actividad, puedan autorizar la ejecución de las actividades comprendidas en el artículo 3.

De acuerdo al Art. 7, el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental estará integrado por:

1. La presentación de la Declaración Jurada de Impacto Ambiental y, en su caso, la ampliación de la Declaración Jurada de Impacto Ambiental.
2. Estudio de Impacto Ambiental cuando resulte pertinente.
3. La audiencia pública.
4. El dictamen técnico.
5. La Resolución Ambiental.

En virtud de lo expuesto, a los fines de obtener la Resolución Ambiental, el proponente del proyecto deberá presentar previamente ante la Autoridad de Aplicación una Declaración Jurada en la que manifieste si la obra o actividad proyectada degradará el ambiente o afectará la calidad de vida de las personas. Estas Declaraciones deberán ser suscriptas por profesionales idóneos en las materias que comprendan, y que se encuentren registrados y debidamente habilitados. Asimismo, cuando las características de la obra o actividad lo requieran, y con el objeto de obtener mayores datos y precisiones, la Autoridad de Aplicación podrá requerir la ampliación de las Declaraciones Juradas de Impacto Ambiental, las que se integrarán a las primeras.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
38
FOLIO N°

La autoridad de aplicación convocará a audiencia pública a las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas, estatales o no, potencialmente afectadas por la realización del proyecto y a las ONG interesadas en la preservación de los valores ambientales[16]. Luego, podrá recabar el dictamen técnico de personas reconocidamente idóneas en el tema de que se trata o de universidades o centros de investigación públicos o privados, estatales o no, provinciales, nacionales o internacionales, respecto a las Declaraciones Juradas de Impacto Ambiental presentadas. Asimismo, la Autoridad de Aplicación deberá asimismo pedir dictamen sobre la repercusión en el ambiente a los organismos y reparticiones públicas nacionales, provinciales o municipales con injerencia y/o implicancia en el ambiente.

A los fines indicados en los párrafos que preceden, la Autoridad de Aplicación deberá establecer un sistema de información pública absolutamente abierto a fin de dar publicidad a las Declaraciones Juradas de Impacto Ambiental que le sean elevadas, como así también a las opiniones públicas y dictámenes técnicos que se produzcan durante el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental. Sin perjuicio de lo expuesto, corresponde señalar que los titulares de los proyectos de una obra o actividad podrán solicitar que se respete la debida reserva de los datos o informaciones que puedan afectar la propiedad intelectual o industrial o legítimos intereses de carácter comercial.

Es importante tener presente que una RA sin dictamen técnico y sin audiencia pública resulta nula. Así también, que previo a la emisión de la RA, la Autoridad de Aplicación deberá considerar en los análisis de los resultados producidos en las distintas etapas del procedimiento los siguientes criterios: a) El ordenamiento ecológico provincial, con sus subsistemas e interacciones; b) Las disposiciones legales y planes de manejo de las áreas protegidas naturales y urbanas; c) Los criterios ecológicos para la producción de la flora y de la fauna, para el aprovechamiento racional de los recursos naturales y para la protección del ambiente; d) Las regulaciones sobre ordenamiento territorial y todas aquellas otras conducentes a la preservación ambiental; e) Los objetivos de la política ambiental provincial, la cual armonizará las necesidades del desarrollo económico y social con el sostenimiento y mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes de la provincia.

En el caso que nos ocupa, es menester señalar que de acuerdo al último párrafo del Art. 3, la reglamentación determinará y enumerará las categorías de obras, actividades o acciones, según su riesgo presunto, fijando por vía reglamentaria los procedimientos específicos que pudieren corresponder. En este sentido, el Decreto Provincial M Nº 656/2004 (reglamentario de la Ley Provincial M Nº 3266) establece en su artículo 3 b) 1.- que los proyectos, emprendimientos y/o actividades vinculadas con la actividad hidrocarburífera, en los términos del artículo 3° inciso b) de la Ley, serán considerados como actividades de alto riesgo presunto. De tal modo, se entiende que el proyecto objeto del presente se encontraría comprendido en esta categoría. Especialmente, el Art. 28 inciso b) incluye como de actividades de mayor riesgo presunto al transporte e industrialización de hidrocarburos y sus derivados, instalaciones para la gasificación y licuefacción de residuos de hidrocarburos; gasoductos, oleoductos y poliductos; plantas compresoras de gas y toda infraestructura asociada a las mismas. También el inciso g) cataloga de esta manera a la construcción de rutas, autopistas, líneas férreas, acueductos, puentes, aeropuertos y puertos. Siendo así, de acuerdo al Art. 16 de la Ley, el EsIA deberá contener, como mínimo, los siguientes datos:

---

[16] Cabe destacar que los procesos de participación ciudadana se ven modificados sustancialmente a partir de la ratificación del Acuerdo de Escazú por Ley 27.566 (ya abordado anteriormente), estableciendo un verdadero "piso mínimo" en la materia de acceso a la información y participación ciudadana, más allá de las normas vigentes en la provincia, reglamentarias de la LGA u de otros regímenes específicos.

Es así que, en atención a los pronunciamientos de la jurisprudencia (Caso Villivar, CSJN, por ejemplo), y a la entrada en vigencia del Acuerdo de Escazú, la participación ciudadana eficaz y efectiva es considerada una instancia clave en el procedimiento de EIA, no solo desde una óptica formal o jurídica, sino también como instancia de validación social y legitimación política en términos sociológicos, o más comúnmente identificado como "licencia social".

a) Descripción general y tecnológica del proyecto, obra o actividad de que se trate.
b) Descripción del medio ambiente en que se desarrollará.
c) Descripción y cantidad de materias primas e insumos a utilizar durante su construcción, operación, desguace y su origen.
d) Descripción y cantidad de residuos a verter durante su construcción y operación, su tratamiento y destino, así como durante el desguace.
e) Descripción del consumo energético previsto durante la construcción y operación y fuente de energía a utilizar.
f) Evaluación de los efectos previsibles, presentes y futuros, directos e indirectos, sobre la población humana, la flora y la fauna y los ecosistemas.
g) Evaluación de dichos efectos sobre el suelo, el agua, el aire y el clima.
h) Evaluación de los mismos efectos sobre los bienes materiales e inmateriales significativos, incluyendo el paisaje del lugar, el patrimonio histórico, artístico, cultural o arqueológico, que pudieran afectarse.
i) Descripción y evaluación de los distintos proyectos alternativos que se hayan considerado y sus efectos sobre el ambiente y los recursos naturales, incluyendo el análisis de las relaciones entre los costos económicos y sociales de cada alternativa y los efectos ambientales.
j) Descripción y evaluación detallada de la alternativa seleccionada, con la debida ponderación de sus efectos ambientales positivos y negativos, así como las medidas previstas para reducir estos últimos al mínimo posible.
k) Programación de vigilancia ambiental o monitoreo de las variables a controlar durante y después de su operación o emplazamiento final.
l) Indicación de si el medio ambiente de cualquier otro Estado o de zonas que estén fuera de la jurisdicción provincial, pueden resultar afectados por la actividad propuesta o por sus alternativas.
m) Identificación precisa del titular responsable de la obra o actividad.

Una vez realizada la EIA, la Autoridad de Aplicación dictará la RA en la que podrá autorizar la realización de la obra o actividad en los términos y condiciones señalados en las Declaraciones Juradas presentadas, autorizar la realización de la obra o actividad proyectada pero condicionada al cumplimiento de las instrucciones modificatorias de la obra o actividad, o bien negar dicha autorización. Téngase presente que, de realizarse obras o actividades sin contar con la RA, la Autoridad de Aplicación podrá ordenar la paralización de las mismas, y hasta disponer su demolición o destrucción, siendo los costos a cargo del transgresor, al igual que el daño ambiental que se pudiera haber producido.

Vale agregar que, sin perjuicio de la validez temporal de la RA que la reglamentación pudiera establecer, cuando se produzcan modificaciones a los parámetros que le dieron origen, se deberá presentar una nueva Declaración Jurada.

Es necesario indicar que, conforme se apuntara, el Decreto Provincial M Nº 656/2004 establece ciertas normas procedimentales y recaudos a tener en cuenta con respecto a los proyectos considerados de mayor riesgo presunto. En este sentido, esta reglamentación se dedica pormenorizadamente al procedimiento a seguir cuando se trate de un EsIA que involucre obras o actividades hidrocarburíferas, estableciendo las especificaciones técnicas que -según el tipo de obra o actividad- habrán de respetarse en materiales, equipos e instalaciones, las prácticas prohibidas, el manejo de desechos y residuos, la gestión de aguas, la atención de incidentes y daños al ambiente, entre otras especificaciones.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
99
FOLIO Nº

Al respecto, el Decreto confiere a la Autoridad de Aplicación amplias facultades de fiscalización, así como también la potestad de indicar la adopción de medidas extraordinarias a las establecidas en la Resolución Nº 105/92 (Secretaría de Energía de la Nación) o a la normativa que la reemplace, en el caso que determinados ecosistemas se caractericen por una alta sensibilidad ambiental a determinadas operaciones de exploración y explotación, dictando a sus efectos las recomendaciones pertinentes.

Es importante considerar que las exigencias derivadas del citado Decreto se relacionan especialmente con las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos. Empero, en la provincia de Río Negro rige la Ley Provincial Q N° 5594, que establece las facultades provinciales relativas al pleno ejercicio de la actividad de control y fiscalización del transporte de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos por ductos, así como su infraestructura de captación, acondicionamiento y tratamiento, almacenamiento y terminales para la carga y descarga a los medios de transporte y todas las demás instalaciones asociadas al transporte.

La Ley Provincial Q N° 5594 no aborda en detalle las cuestiones ambientales asociadas a esta etapa, pues se limita a remarcar la exigencia de una EIA con carácter previo a desarrollar actividades u obras vinculadas al transporte de hidrocarburos en el territorio provincial; y a facultar a la Autoridad de Aplicación a suspender temporariamente la operación de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente o fija para el transporte, carga y despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, cuando con fundamento técnico suficiente considere que existe un riesgo de daño inminente para con las personas, los bienes o el ambiente. De ahí que no deberán perderse de vista los lineamientos del referido Decreto Provincial M Nº 656/2004, por cuanto lo mismos -atento su nivel de detalle- deberían ser adoptados analógicamente y en lo que resulte aplicable, a la etapa de transporte.

Implicancias para el Proyecto

El régimen de EIA permite avanzar en un procedimiento con adecuadas instancias de participación ciudadana, en línea con lo establecido en el Acuerdo de Escazú y permitiendo a su vez incorporar las buenas prácticas en materia técnica, propias de un ámbito específico y altamente especializado, como es el proyecto que nos ocupa.

El proyecto de licuefacción presenta condiciones singulares desde la óptica de su concepción, diseño y análisis de los procesos que entraña la operatoria de logística de carga del GNL a los buques, junto a las operaciones de licuefacción previa. Por ello, siguiendo la lógica de un procedimiento que procure la mayor eficiencia y economía procesal, se impone la conformación de un esquema en donde converjan las exigencias ambientales (incluyendo la difusión y participación ciudadana requerida por la Resolución 338/12 de la SE (nacional), lo normado en las leyes generales de la Nación y la Provincia, lo estipulado en la Ley Provincial M Nº 3266 (y su reglamentación por el Decreto Provincial M Nº 656 - de 23-06-2004) y Ley Provincial Q N° 5594, y las eventuales exigencias de ampliación de instalaciones portuarias.

Hasta el presente, en Argentina no hay mecanismos para coordinar la tramitación de exigencias ambientales cuando estas son requeridas por organismos sectoriales específicos, junto a mecanismos más generales de EIA, pese a la existencia de proyectos legislativos recientes en tales sentidos. Nada impide sin embargo la convergencia consensuada o coordinación de estas exigencias con el fin de aunar las exigencias previstas en la Resolución 338/12 de la SE conforme a la etapa de proyecto, con los requerimientos provinciales.

3.2 MARCO JURÍDICO AMBIENTAL CON INCIDENCIA EN LA ACTIVIDAD

Tanto para la construcción como para la operación de las instalaciones vinculadas al proyecto, las facultades de fiscalización de la provincia se dan en función de las normas de policía ambiental vigentes en el orden provincial, según el alcance de su aplicación a los recursos naturales sobre los que pueda tener impactos.

En este contexto, vale señalar que el régimen provincial de la EIA no puede inmiscuirse en cuestiones específicas propias del ente regulador, el ENARGAS, según lo señalado más arriba en las secciones dedicadas a la legislación nacional (conforme Art. 75 Inc. 30 CN; Art. 1º, 2º, 50 y 52, Ley 24.076; Art. 124 CN).

No obstante, las atribuciones sectoriales específicas, las operaciones durante la obra respecto al movimiento de suelos, excavaciones, dragado en caso de corresponder, y la logística en cuanto a la disposición de materiales, requerirán la intervención de otras autoridades (portuaria, en lo que hace a las condiciones de navegación, por ejemplo) y a la autoridad ambiental provincial o autoridades sectoriales provinciales (Secretaría de Hidrocarburos, Departamento Provincial de Aguas, por ejemplo) en lo que atañe a los sitios aptos para la extracción o disposición de áridos en la colocación de tubos, apertura de zanjas, terraplenes para el acceso vial o de servicios, etc.

3.2.1 Seguro Ambiental

Conforme ya fuera expuesto al momento de analizar la legislación nacional aplicable al caso, la Ley General del Ambiente N° 25.675 establece en su Art. 22 que toda persona física o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, deberá contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir; y define al daño ambiental como toda alteración relevante que modifique negativamente al ambiente, sus recursos, el equilibrio de los ecosistemas, o los bienes o valores colectivos (Art. 27).

En cumplimiento de lo indicado en el párrafo que antecede, el ámbito de la provincia de Río Negro, el Decreto Provincial N° 748/2020 establece que se deberá contratar un Seguro de Caución por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva, extendido a favor de la Autoridad Ambiental (Secretaría de Ambiente y Cambio Climático) en calidad de asegurado o co-asegurado. La cobertura que se contrate en el marco de este Decreto deberá garantizar la efectiva remediación del daño causado hasta el monto mínimo asegurable, debiendo la aseguradora acreditar capacidad técnica para llevar a cabo tareas de recomposición y remediación del ambiente, mediante contratos debidamente suscriptos con empresas habilitadas (por el organismo de contralor ambiental provincial y/o por la empresa de seguros provincial) para llevar a cabo tales tareas.

El Decreto en comentario aclara que el único instrumento de garantía financiera suficiente que se admitirá en el ámbito de la Provincia de Río Negro, para acreditar el cumplimiento de la obligación prevista en el Art. 22 de la Ley Nacional N° 25.675, serán los contratos de Seguro de Caución por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva, conforme las modalidades que determine la Superintendencia de Seguros de la Nación en su carácter de autoridad Nacional en materia de Seguros o la que en el futuro la reemplace. De acuerdo a los Considerandos de esta norma provincial, este tipo de seguro tiene por finalidad brindar cobertura a todo hecho accidental cuya primera manifestación o descubrimiento se presente durante la vigencia de la póliza, prescindiendo de la determinación de ocurrencia del daño, con excepción de la situación ambiental inicial que se hubiera detectado y denunciado oportunamente.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
190
FOLIO N°

Así también, esta norma establece que las pólizas de Seguro de Caución por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva deberán ser presentadas y entregadas en original y copia en formato digital ante la Autoridad Ambiental provincial, quien procederá a su guarda; y que tales pólizas deberán poseer vigencia corrida y consecutiva, a fin de brindar una cobertura ininterrumpida del riesgo, siendo responsabilidad del obligado reemplazarlas en ocasión de operar sus respectivos vencimientos, debiendo poseer una vigencia mínima de un (1) año.

Es necesario aclarar que están obligados a contratar un seguro ambiental aquellas actividades o establecimientos que sumen un Nivel de Complejidad Ambiental (NCA) de 14.5 en adelante. El NCA es el grado de potencialidad de producir un daño ambiental propio de una actividad o establecimiento determinado, y se obtiene mediante un cálculo en base a una fórmula polinómica que se encuentra desarrollado en la Resolución MAYDS N° 1639/2007. De acuerdo con los valores del NCA, el riesgo ambiental se divide en tres categorías: Primera categoría: hasta 14,0 puntos inclusive; Segunda categoría: de 14,5 a 25 puntos inclusive, y; Tercera categoría: mayor de 25 puntos.

En cuanto al procedimiento de contratación y cumplimiento normativo, se debe presentar en la Autoridad Ambiental provincial la siguiente documentación (en los términos de la Resolución MAYDS N° 206/2016):

- FORMULARIO DE INFORMACIÓN BASE (Anexo II de la Resolución MAYDS N°206/2016).
- Estudio Ambiental Inicial (EAI), que constituye un diagnóstico previo a la contratación de la cobertura, a realizar por un perito en el lugar a asegurar, de manera que se establezca la existencia de condiciones contaminantes previas.
- NCA.
- Monto Mínimo Asegurable de Entidad Suficiente (MMAES), que es la suma asegurada mínima que debe tener la póliza de Caución Ambiental en una ubicación dada, que asegura la recomposición del daño ambiental producido por un siniestro contaminante. El mismo se obtiene mediante el cálculo en base a una fórmula establecida en la Resolución 1398/2008.

3.2.2 Ordenamiento Territorial

Como ya se adelantará, la Ley Provincial M Nº 2631 adhiere, adopta y declara de interés social y económico a los principios que sustentan el Desarrollo Sustentable, como modo de generación de riqueza, distribución equitativa de la misma y protección del medio ambiente, y como vehículo del bienestar general de la sociedad. Esta norma, en su Art. 6 inc. b), incluye como objetivo el ordenamiento territorial, en función de los valores del ambiente.

No obstante, lo expuesto por la norma citada, la Provincia de Río Negro no cuenta con una Ley provincial que aborde el ordenamiento del territorio y el uso del suelo. De ahí que, en este tópico, amén de las consideraciones que al respecto contiene la Legislación Nacional (Ley General del Ambiente N° 25.675), habrá que estarse a las disposiciones municipales.

3.2.3 Aprovechamiento de la Zona Costera

La provincia de Río Negro ha sancionado la Ley Provincial Q Nº 2951, que establece el marco regulatorio para la utilización, protección y aprovechamiento de la zona costera de la Provincia de Río Negro, sujeto a lo preceptuado por los principios del desarrollo sustentable. En términos de esta Ley, por Desarrollo Sustentable ha de entenderse el uso adecuado y racional de los ecosistemas, con aplicación de técnicas ambientales apropiadas y formas de organización social, consensuadas con los pobladores actores sociales en procura de la satisfacción de las necesidades humanas, generando y promoviendo un desarrollo económico y social, sostenido y sostenible que mejore la calidad de vida de la comunidad.

Se trata de una norma de eminente carácter ambiental, teniendo por objetivos: promover el desarrollo turístico, pesquero, portuario, económico en general y social en un todo de acuerdo con la conservación del medio ambiente; garantizar el acceso público a las costas; proteger la calidad del paisaje; salvaguardar el patrimonio cultural arqueológico; conservar la biodiversidad y el patrimonio genético; orientar los usos admisibles de la costa y su intensidad; conseguir y mantener un adecuado nivel de calidad de las aguas y de las playas, entre otros.

Su ámbito de aplicación es el espacio físico comprendido desde la isobata de veinte (20) metros de profundidad hasta una distancia aproximada de quinientos (500) metros tierra adentro, contados a partir de la línea de altas mareas normales. Este ámbito geográfico quedará sujeto a una zonificación conforme a los criterios que se explicitan seguidamente:

a) Zonas A, constituidas por:

1. Lugares ya desarrollados y urbanizables cuya capacidad puede todavía ser incrementada. En los mismos se permitirá y fomentará el establecimiento de construcciones fijas de infraestructura, equipamiento, instalaciones, etcétera, bajo condiciones de ordenamiento a determinar en forma conjunta con los municipios competentes.

2. Lugares que ofrecen posibilidades de desarrollo y urbanización en tanto puedan constituir nuevas zonas turísticas. En ellos se permitirán las mismas instalaciones que en la categoría anterior.

b) Zonas B:

1. Lugares sujetos a especial protección, atendiendo a la presencia de ecosistemas de particular fragilidad o patrimonio genético que, por su rareza, merezca tal atención u otros aspectos vinculados a la conservación de los recursos a perpetuidad.
Luego, en el Anexo de la Ley se delimitan subzonas, todas las cuales deberán contar con un plan de manejo.

Conforme prescribe la Ley, todo uso dentro de su ámbito de aplicación quedará sujeto a sus disposiciones y a la aprobación correspondiente por parte de la Autoridad de Aplicación (Secretaría de Turismo), previa intervención de la Comisión Técnica que crea esta norma[17]. Así, y en lo que nos interesa, la Ley establece que los usos que revistan especiales características de intensidad, peligrosidad o rentabilidad y los que requieran la ejecución de obras e instalaciones, sólo podrán ampararse en la existencia de reserva, permiso, autorización o concesión, con sujeción a lo previsto en esta Ley y en otras especiales, en su caso. En este sentido, en los supuestos de usos que puedan producir daños y perjuicios sobre el dominio público o privado, la autoridad de aplicación estará facultada para exigir al solicitante la presentación de cuantos estudios y garantías económicas se determinen reglamentariamente para la prevención de aquéllos, la reposición de los bienes afectados y las indemnizaciones correspondientes.

[17] En el Art. 56 de la Ley se dispone la creación de la Comisión Técnica que estará integrada por representantes técnicos de cada una de las competencias que se encuentren involucradas en la cuestión costera. Serán sus principales funciones y atribuciones:

a) Elaborar los planes de manejo de cada una de las zonas delimitadas.

b) Elaborar el Código de Planeamiento Costero.

c) Emitir opinión a pedido de la autoridad de aplicación o por propia iniciativa, sobre todo proyecto o cuestión referido al ámbito de aplicación de la presente.

d) Toda otra que le asigne la reglamentación de la presente.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
101
FOLIO N°

Vale agregar que la Autoridad de Aplicación llevará actualizado un Registro de usos, en el que se inscribirán de oficio las reservas, permisos, autorizaciones y concesiones, el cual deberá ser revisando al menos anualmente en cuanto al cumplimiento de las condiciones estipuladas, así como los efectos producidos. Dicha información tendrá carácter público.

La Ley determina en su Art. 17, de modo enunciativo, no taxativo, una serie de obras a actividades sujetas a autorización (v.gr. construcción o modificación de vías de transporte; actividades que impliquen la extracción de áridos; vertido de residuos sólidos, escombros y aguas residuales sin depuración; tareas de dragado; instalaciones que impliquen una alteración física del medio), reservando a la Autoridad de Aplicación la facultad de incluir otras, y de modificar o revocar las autorizaciones concedidas sin derecho a indemnización, cuando se produjeran efectos perjudiciales.

Vale agregar que la norma exige para el otorgamiento de las licencias de obra o uso que impliquen la realización de vertidos al dominio público, la previa obtención de la autorización de vertido correspondiente. Asimismo, con carácter previo al otorgamiento del permiso habilitante para la ocupación del dominio público, se impone garantizar el sistema de eliminación de aguas residuales de acuerdo con las disposiciones vigentes. No obstante, es necesario aclarar que subsiste la competencia del Departamento Provincial de Aguas (DPA), en todo lo relativo al aprovechamiento y protección de las aguas públicas, sus lechos y playas. La Ley plantea un marco de trabajo colaborativo entre la Autoridad de Aplicación y el DPA, tanto en lo atinente al intercambio de información, como en lo que respecta a la prohibición de aquellos vertidos que -a pesar del tratamiento a que sean sometidos los efluentes- puedan constituir riesgo de contaminación superior a la legalmente admisible.

En esta sintonía, el Art. 32 de la Ley prescribe que ninguna competencia específica podrá otorgar permisos, autorizaciones o concesiones particulares, sin que medie la intervención y conformidad de la Autoridad de Aplicación de esta Ley. Del mismo modo, la Autoridad de Aplicación no podrá hacerlo sin dar intervención a las competencias específicas. Más aún, cuando un asunto interese o pueda afectar a dos o más competencias específicas, se estudiará, tramitará y resolverá con la colaboración de las jurisdicciones interesadas o afectadas. En estos casos, la Ley posibilita que las peticiones, solicitudes o trámites referidos a su ámbito de aplicación, puedan iniciarse indistintamente, ya sea ante el organismo con competencia específica en la materia de que se trate o ante la Autoridad de Aplicación de esta Ley. En cualquiera de estos casos, el organismo interviniente deberá poner a consideración de la Comisión Técnica creada por esta Ley, el trámite en cuestión.

Siguiendo el mismo sentido de coordinación, la Ley preceptúa que si bien la Autoridad de Aplicación aprobará y pondrá en vigencia el Código de Planeamiento Costero, las normas contenidas en el mismo serán sometidas a consideración de los municipios involucrados, con carácter previo a su aprobación y en lo que resulte materia de su competencia. Asimismo, el Art. 58 y sgtes. indica que los distintos municipios involucrados de acuerdo a las zonas delimitadas en el Anexo I contarán con una participación activa en todo lo atinente a la elaboración y puesta en marcha del plan de manejo de cada una de ellas. Ello, teniendo en cuenta que las disposiciones de esta Ley tienen el carácter de regulación mínima y complementaria de las que dicten los municipios, en ejercicio de la competencia que les es propia.

Particular relevancia representa el Art. 27 de la Ley en comentario, pues prescribe que sin perjuicio de lo establecido en otras leyes específicas y de las exigencias que comporten los programas de control y reducción de la contaminación por vertidos de hidrocarburos al mar, las refinerías de petróleo, factorías químicas y petroquímicas e instalaciones de abastecimiento de combustibles líquidos, que posean terminales de carga y descarga de hidrocarburos en los puertos, mar territorial y aguas interiores, deberán disponer en las cercanías de las terminales, las instalaciones de recepción de los residuos de hidrocarburos y cuantos otros medios que para prevenir y combatir los derrames, que establecen las disposiciones vigentes en materia de contaminación de las aguas del mar. Asimismo, las plataformas e instalaciones dedicadas a la prospección de hidrocarburos en el mar, su explotación o almacenamiento, deberán contar con los medios precisos para prevenir y combatir los derrames que puedan producirse.

En lo atinente a proyectos y obras, para que la Autoridad de Aplicación resuelva sobre la ocupación o utilización dentro del área delimitada en el Anexo I, deberá formularse el correspondiente proyecto básico, en el que se fijarán las características de las instalaciones y obras, la extensión del área a ocupar o utilizar y las demás especificaciones que se determinen reglamentariamente. Con posterioridad y antes de comenzarse las obras, se formulará el proyecto de construcción definitivo sin perjuicio de que, si lo desea, el peticionario pueda presentar éste y no el básico acompañando a su solicitud. En caso de que las actividades proyectadas pudieran producir una alteración importante se requerirá, además, una previa evaluación de sus efectos ambientales sobre la zona, en la forma que lo determine la legislación vigente. El proyecto se someterá obligatoriamente a información pública.

Los proyectos deberán prever la adaptación al entorno en que se encuentren situados y, en su caso, su influencia sobre la costa y los posibles efectos de regresión de ésta. Cuando el proyecto contenga la previsión de actuaciones en el mar o en las playas, deberá comprender un estudio básico de la dinámica litoral, referido a la unidad fisiográfica costera correspondiente y de los efectos de las actuaciones previstas. En otro orden, todo proyecto de inversión deberá contener como condición mínima y necesaria un estudio económico-financiero, cuyo contenido se definirá reglamentariamente.

Finalmente, es dable agregar que la Ley incorpora toda una serie de obligaciones para los permisionarios o concesionarios, como la de mantener en buen estado las obras e instalaciones e inalterable el dominio público, el otorgamiento de caución suficiente de reparar cualquier perjuicio que pudiere ocasionar (v.gr. contratar seguro a tal fin). Consiguientemente, diseña un sistema de infracciones (v.gr. las acciones u omisiones que causen daños ambientales; la ejecución de trabajos, obras, instalaciones, vertidos sin la debida autorización; el incumplimiento de las condiciones de los correspondientes permisos, autorizaciones y/o concesiones, etc.) y sanciones como multas e inhabilitaciones. Al respecto, debe agregarse que no podrán prorrogarse las concesiones, autorizaciones o permisos, en el caso de que el titular hubiera sido sancionado por infracción grave.

Implicancias para el Proyecto

En atención al lugar de ubicación del proyecto, la Ley en comentario deviene de necesaria aplicación. Corresponderá prestar especial atención a la zonificación establecida en la norma, y en consecuencia a las actividades allí prohibidas y permitidas. Los usos en estas zonas se encuentran sujetos a la aprobación de la Autoridad de Aplicación (Secretaría de Turismo), la que obrará en coordinación con el Departamento Provincial de Aguas.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
102
FOLIO N°

Se deberá presentar a la Autoridad de Aplicación el correspondiente proyecto básico, en el que se fijarán las características de las instalaciones y obras, y la extensión del área a ocupar o utilizar; y antes de comenzarse las obras se formulará el proyecto de construcción definitivo. Los proyectos deberán prever la adaptación al entorno en que se encuentren situados y, en su caso, su influencia sobre la costa y los posibles efectos de regresión de ésta. Siendo que este proyecto intervendrá en el mar y en las playas, deberá comprender un estudio básico de la dinámica litoral, referido a la unidad fisiográfica costera correspondiente y de los efectos de las actuaciones previstas.

Asimismo, se deberá prestar especial atención, en las terminales de carga y descarga de hidrocarburos en los puertos, mar territorial y aguas interiores, a la obligación de disponer en las cercanías de las terminales, las instalaciones de recepción de los residuos de hidrocarburos y cuantos otros medios que, para prevenir y combatir los derrames, establecen las disposiciones vigentes en materia de contaminación de las aguas del mar. Así también, a la necesidad de que las plataformas e instalaciones dedicadas a la prospección de hidrocarburos en el mar, su explotación o almacenamiento, cuenten con los medios precisos para prevenir y combatir los derrames que puedan producirse.

3.2.4 Áreas Protegidas

La ya comentada Ley Provincial M Nº 2631 que adhiere, adopta y declara de interés social y económico a los principios que sustentan el Desarrollo Sustentable, también incluye entre sus objetivos la protección, defensa y mantenimiento de áreas y monumentos naturales, refugios de la vida silvestre, reservas forestales, faunísticas y de uso múltiple, cuencas hídricas protegidas, áreas verdes de asentamiento humano y cualquier otro espacio físico que, conteniendo flora y fauna nativas o exóticas, requieran un régimen de gestión especial (Art. 6 inc. g).

En consonancia con lo expuesto, el Sistema Provincial de Áreas Naturales Protegidas, en el ámbito continental, marítimo y aéreo de la Provincia de Río Negro, se ha instituido por Ley Provincial M N° 2669. De acuerdo a la misma, las Áreas Naturales Protegidas, también denominadas "Unidades de Conservación", son territorios naturales o seminaturales, comprendidos dentro de ciertos límites bien definidos, afectados a protección legal y manejo especial para lograr uno o varios objetivos de conservación. Las mismas pueden pertenecer al Estado o ser de propiedad privada, pero siempre manejadas de acuerdo a normas fijadas por autoridades estatales. El Sistema de Áreas Naturales Protegidas (o Sistema de Unidades de Conservación) es el conjunto de ellas, que ordenadamente relacionadas entre sí y a través de su protección y manejo conservacionista, contribuyen al logro de determinados objetivos de conservación preestablecidos.

Cada Unidad de Conservación debe contar con un plan de manejo y una zonificación adecuada a sus objetivos particulares de conservación, lo que realiza y pone en vigencia la Autoridad de Aplicación. En este sentido, téngase presente que por "manejo" ha de entenderse el conjunto de decisiones políticas e implementación de acciones, sobre una base científica ecológica, para la compatibilización de intereses y la resolución de conflictos, que tiendan a lograr un equilibrio dinámico en la interacción entre el sistema universal conformado por el complejo sociotecnológico y económico del hombre y el Ecosistema Recurso Natural. Así, el "plan de manejo" consiste en un documento conceptual y dinámico de planificación, que establece las pautas para el manejo y desarrollo general de una Unidad de Conservación, que incluye, entre otros contenidos, un Mapa Base (descripción espaciotemporal de los recursos ambientales, el uso actual y potencial de los mismos y sus relaciones con los alrededores), las necesidades humanas que debería satisfacer, una Zonificación y un Plan General Conceptual de Acción, guía para la preparación de Planes o Programas de Manejo para cada Uso. Se lo conoce también como Plan Maestro. Vale aclarar que la zonificación es la clasificación y subsiguiente división de los recursos ambientales de cada Unidad de Conservación en Zonas de Manejo, para las cuales se establecen objetivos y normas de manejo específicos, dentro del marco general pautado por el Plan Maestro.

La Ley establece diez categorías de manejo, diferenciadas por el objeto de las mismas y, en función del mismo, por las actividades que en ellas se encuentran permitidas y prohibidas. Desde ya, esta previsión legal importa una regulación genérica, que luego debería ser detallada y especificada por los respectivos planes de manejo, de acuerdo a las realidades de cada Unidad de Conservación.

Las citadas categorías son las siguientes:

- CATEGORÍA I - Reserva Científica/Reserva Natural Estricta.
- CATEGORÍA II: Parque Provincial.
- CATEGORÍA III: Monumento Natural.
- CATEGORÍA IV: Reserva Natural Manejada/Santuario de Fauna y Flora.
- CATEGORÍA V: Paisaje Protegido.
- CATEGORÍA VI: Reserva de Recursos.
- CATEGORÍA VII: Ambientes Artificialmente Generados.
- CATEGORÍA VIII: Reserva de Uso Múltiple.
- CATEGORÍA IX: Reserva Biósfera.
- CATEGORÍA X: Sitio de Patrimonio Mundial (Natural).

Por fuera de estas categorías, la Ley recepta la figura de los Refugios de Vida Silvestre. La declaración de éstos la dispone la Autoridad de Aplicación, a instancia de quien lo peticione sobre áreas de su dominio. En tal caso, se le asignará la categoría de manejo que corresponda y se aprobarán los planes de manejo, para así pasar a integrar el Sistema Provincial de Áreas Naturales Protegidas, sujeto a supervisión de la Autoridad de Aplicación.

En el caso que nos ocupa, en el ámbito de influencia del proyecto, precisamente en el Golfo San Matías, contamos con cuatro Áreas Naturales Protegidas provinciales[18] (amén de las nacionales ya mencionadas). Ellas son las siguientes:

1. Área Natural Protegida "Bahía de San Antonio", creada por Ley M Nº 2670, con el fin es el de proteger y conservar los ambientes de que dependen las posibilidades reproductivas, de descanso y alimentación de diversas aves, tanto residentes como migratorias. Asimismo, las especies faunísticas u organismos que descansen, se alimenten o reproduzcan en el Área, adquieren el status de protección que les brinda la norma. Según la Ley, la zona se extiende desde la Baliza San Matías hacia el oeste hasta el paraje El Sótano incluyendo la totalidad de la Bahía de San Antonio y abarca el espacio comprendido entre la línea de más baja marea hasta cincuenta (50) metros por encima de la mayor pleamar. Estos límites fueron indicados con mayor detalle en el Decreto Provincial M N° 1003-200819.

2. Área Natural Protegida "Puerto Lobos", creada por Ley M Nº 3211, cuyo fin es proteger y preservar un ecosistema particular caracterizado por la presencia de lobos marinos, ballenas y aves costeras, residentes y migratorias, así como por características adecuadas para la investigación paleontológica y arqueológica. También aquí, las especies faunísticas u organismos que descansen, se alimenten o reproduzcan en esta área, adquieren el status de protección que les brinda la presente normativa. La Ley indica que la zona se extiende desde el paralelo 42º veinte (20) kilómetros al norte hasta la denominada Punta Pórfido y abarca desde quinientos (500) metros por encima de la mayor pleamar hasta el límite de doce (12) millas consideradas aguas provinciales. Estos límites fueron indicados con mayor detalle en el Decreto Provincial M Nº 1863/2005.

[18] Pueden visualizarse en: https://rionegro.gov.ar/?contID=53085

[19] Corresponde agregar que Bahía de San Antonio ha sido declarada como Zona de Protección Especial por la Prefectura Naval Argentina, mediante la Ordenanza 12/98.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
103
FOLIO N°

3. Área Natural Protegida -Pozo Salado, Caleta de los Loros, Punta Mejillón-, creada por Ley M Nº 3222, con la finalidad de preservar el medio ambiente, los elementos naturales, hábitat, especies acuáticas y terrestres, sitios naturales escénicos, yacimientos arqueológicos, paleontológicos y formaciones geológicas existentes, de acuerdo a los objetivos establecidos por las normativas antecedentes: Decreto 1840/84, Ley 2032, Decreto 1711/85, Decreto 894/90 y Decreto 895/90 (las cuales establecen los límites de estas zonas).

4. Área Natural Protegida Punta Bermeja, declarada Reserva Faunística Provincial por el Decreto Nº 898/71 y ratificada por Ley Nº 2669. La norma determina como límites tentativos de la misma el "mar adentro una línea paralela a la costa, situada a mil (1000) metros de la línea de alta marea; sobre tierra firme, una línea paralela a la costa situada a quinientos (500) metros de la línea de alta marea. Esta franja se extenderá entre Potrero Barrancas y Punta Bermeja, dos puntos fijos de triangulación del Servicio de Hidrografía Naval". Luego, detalla estos límites el Decreto Provincial N° 1862. Posteriormente, la Ley M Nº 3291 regula el manejo integral al Centro de Interpretación del Área Natural Protegida Punta Bermeja, al otorgar atribuciones e incumbencias suficientes a la Autoridad de Aplicación.

3.2.5 Protección de la Diversidad Biológica: Fauna

Aquí también la Ley Provincial M Nº 2631 incluye como objetivo de política ambiental la utilización racional de la fauna (Art. 6 inc. c), así como su protección y la de las áreas que la contienen, preservándola de los agentes contaminantes que pudieran afectarla. Particularmente, el Art. 16 establece que la Autoridad de Aplicación establecerá los usos de la fauna según su respectiva aptitud, como así también las normas para su adecuado manejo a fin de evitar actividades u obras que degraden o sean susceptibles de degradar en forma irreversible, corregible o incipiente, a los individuos y a las poblaciones de la fauna.

Es la Ley N° 2056 la que declara de Interés Público a la Fauna Silvestre que en forma temporaria o permanente habite el territorio de la Provincia de Río Negro, como así también su manejo y el de sus hábitats o ambientes[20]. En este sentido, la Ley define al manejo como la protección, preservación, conservación, propagación, repoblación, restauración, control y aprovechamiento racional del recurso Fauna Silvestre, realizado en forma integrada y armónica con los demás Recursos Naturales que constituyen sus hábitats o ambientes.

Debe tenerse presente que la Ley considera "Fauna Silvestre" a todos los vertebrados, con excepción de los peces, que viven libres e independientes del dominio del hombre en ambientes naturales y/o artificiales, los que siendo silvestres viven bajo dominio del hombre (en cautiverio, semicautiverio, o en proceso de domesticación), y los que habiendo sido domésticos han regresado a la vida silvestre por cualquier motivo. Expresamente, se excluye de las prescripciones de la Ley a los animales que están comprendidos en las leyes de Pesca Marítima y Continental.

[20] Esta Ley ha sido reglamentada por el Decreto Provincial Q N° 633/1986. El mismo se ocupa principalmente de la regulación de las actividades de caza y comercio de Fauna Silvestre, cuestiones que carecen de implicancias para el proyecto.

Como se dijera, el objetivo fundamental de esta norma es el manejo de la Fauna Silvestre y de sus hábitats o ambientes. Este manejo deberá asegurar la utilización sostenida del recurso a fin de que éste aporte al hombre los mayores beneficios posibles, de tipo consuntivo o no consuntivo, como subsistencia y económicos o recreativos, estéticos y culturales, manteniendo su estabilidad, permanencia, productividad y rendimiento, para permitir el uso y goce del mismo por las futuras generaciones, como así el mantenimiento de reservorios de genes y de aquellas especies cuya utilidad aún no haya sido determinada. Al respecto, es necesario considerar que la Ley en comentario data del año 1985, momento en el que las políticas ambientales se centraban mayormente en la utilización racional de los recursos naturales, cuestión que en los días que corren ha evolucionado y hoy por hoy se hace foco en el equilibrio ecosistémico. De ahí que los preceptos de esta norma deban ser armonizados con la más moderna legislación, abordada en las secciones anteriores referidas a las fuentes normativas internacionales y nacionales.

Vale agregar que, sin perjuicio de lo expuesto en el párrafo anterior, a nivel doctrinario se han desarrollado ciertas corrientes modernas que pretenden despegar a la Fauna de una pertenencia puramente ambiental, para considerar a los especímenes como sujetos de derecho. Esto ha motivado, aunque en pocos casos, el inicio de acciones judiciales tendientes a salvaguardar los derechos de los especímenes en sí.

Sin perjuicio de otras que indica la Ley, queda comprendida en su ámbito de aplicación, toda otra acción o actividad que esté relacionada con este recurso y que pueda implicar una modificación o alteración de las condiciones naturales en que viven y se desarrollan los animales de la Fauna Silvestre. De ahí que la Autoridad de Aplicación, amén de tener por función la administración y el manejo del recurso Fauna Silvestre, debe promover y coordinar con los demás organismos competentes, el dictado de normas y la ejecución de acciones tendientes a reglamentar: 1) El uso de biocidas y demás productos químicos en general; 2) La eliminación de residuos industriales y demás elementos nocivos y perjudiciales para los ambientes, y; 3) La prevención de la contaminación y/o degradación de los ambientes, en niveles nocivos para la vida de la Fauna Silvestre.

La Autoridad de Aplicación deberá clasificar a las especies y/o poblaciones de la Fauna Silvestre provincial (v.gr. Especies amenazadas de extinción, Especies vulnerables, Especies raras. Especies y/o poblaciones en situación indeterminada, Especies no amenazadas, Especies y/o poblaciones dañinas o perjudiciales, Especies protegidas, etc.), en función de lo cual diagramará su manejo. Luego, el Cuerpo de Guardafaunas Provincial (que crea la Ley) tendrá a cargo el control y fiscalización, incluso en relación a cualquier acción que pudiere producir o produjera contaminación o degradación en los ambientes en donde se desarrolla la Fauna Silvestre, así como en el manejo de las Áreas Protegidas.

Finalmente, resulta pertinente aclarar que más allá de las facultades del Cuerpo de Guardafaunas, la Ley impone a todo propietario, arrendatario y ocupante a cualquier título de predios rurales o urbanos, el carácter de custodio de la Fauna Silvestre que temporal o permanentemente habilite en los mismos y está obligado a cumplir y a hacer cumplir esta Ley y sus normas reglamentarias.

Por otra parte, corresponde hacer mención de la Ley M Nº 4644, que declara de interés provincial la conservación de las aves playeras migratorias y sus hábitats, y cuyo objetivo es conservar la funcionalidad de los humedales del territorio provincial utilizado por aves playeras migratorias, contribuir a la conservación de estas, brindar oportunidades para el desarrollo humano en forma ambientalmente sustentable, y apoyar las iniciativas y gestiones internacionales y nacionales realizadas en el marco del Año Internacional de la Biodiversidad (ONU) y el Consejo Argentino de la Red Hemisférica de Reservas para Aves Playeras (RHRAP).

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
104
FOLIO N°

En atención a lo expuesto, establece la Ley que resulta obligatorio realizar una completa Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) en todo el territorio de la Provincia de Río Negro, para todo proyecto de modificación directa o de aquellos que podrían impactar indirectamente total o parcialmente sobre sitios Ramsar, RHRAP, AICAS -y para aquellas áreas que cuenten con las características necesarias para adquirir alguno de estos status- con excepción de aquellas obras o tareas que formen parte de proyectos de conservación y/o planes de manejo de áreas protegidas. La EIA deberá realizarse con la participación de organismos competentes de acuerdo a la Ley M Nº 3266 incorporando la opinión de municipios, comunidades, organizaciones no gubernamentales y científicos que se hallen trabajando en relación a las especies o ambientes potencialmente afectados por el proyecto.

Reviste especial importancia en el tema bajo análisis la Ley M Nº 4066, por medio de la cual se declara Monumento Natural, en el ámbito de las aguas jurisdiccionales de la Provincia de Río Negro y sujeto a las normas establecidas por la Ley Provincial Nº 2669, a la ballena franca austral (*Eubalaena australis*).

Entre otros, son objetivos de esta Ley la conservación de la especie en jurisdicción provincial estableciendo medidas para su protección y manejo, y el ordenamiento y la regulación de las actividades humanas relacionadas con la presencia de ballenas francas australes a fin de evitar interferencias, disturbios u otros efectos adversos sobre sus procesos biológicos naturales. Para ello, la norma establece una serie de prohibiciones en relación a esta especie, en particular las actividades que impliquen un acercamiento a las mismas. Más aún, se prohíbe, sin la debida autorización, toda actividad que, sin implicar un acercamiento explícito a la especie, resulte por sí misma o a través del impacto que genera sobre el medio, nociva para el recurso o para el hábitat en el que el mismo se desenvuelve. Quedan incluidos dentro de esta última tipología las actividades de dragado, los estudios sísmicos, la realización de eventos náuticos deportivos, concursos de pesca embarcada, la navegación por parte de particulares, la utilización de motos de agua o similares y otras actividades que, a criterio de los órganos competentes del Poder Ejecutivo Provincial, se establecerán vía reglamentaria.

Esta Ley ha sido reglamentada por Resolución Nº 769 (de 03-08-2015) de la entonces Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable provincial, y por la misma se aprueba el Plan de Manejo Anual de Ballena Franca Austral 2015 y el mapa con zonas controladas.

Por último, corresponde hacer mención de la Ley M Nº 4567, que declara al Delfín Franciscana (*Pontoporia blainvillei*) especie protegida en la Provincia de Río Negro (en los términos de la Ley Provincial Q Nº 2056). A su respecto, también se prohíben las actividades de acercamiento, así como toda otra que impacte negativamente sobre esta especie y su hábitat.

3.2.6 Protección de la Diversidad Biológica: Flora

Al igual que en el caso de la fauna, la Ley Provincial M Nº 2631 incluye como objetivo de política ambiental la utilización racional de la flora (Art. 6 inc. c), así como su protección y la de las áreas que la contienen, preservándola de los agentes contaminantes que pudieran afectarla. También, el Art. 16 establece que la Autoridad de Aplicación establecerá los usos de la flora según su respectiva aptitud, como así también las normas para su adecuado manejo a fin de evitar actividades u obras que degraden o sean susceptibles de degradar en forma irreversible, corregible o incipiente, a los individuos y a las poblaciones de la flora.

En lo que hace a la regulación de la flora, es la Ley Q Nº 4552 la que aparece como de mayor relevancia. La misma establece las normas complementarias, para la conservación y aprovechamiento sustentable de los bosques nativos existentes en el territorio de la Provincia de Río Negro, en cumplimiento de los umbrales básicos de protección fijados por la Ley Nacional de Presupuestos Mínimos Nº 26.331.

Esta norma también aprueba el Ordenamiento Territorial de los Bosques Nativos de la Provincia de Río Negro, en los términos y categorías de la Ley Nacional Nº 26.331, aclarando los criterios adoptados al efecto y estableciendo las actividades que se encuentran permitidas en cada categoría. Al respecto, y en atención a la ubicación geográfica de los bosques categorizados, no se advierten implicancias para el proyecto. No obstante, es obligación de la Autoridad de Aplicación efectuar una revisión completa del Ordenamiento Territorial aprobado por esta Ley, con una periodicidad de cinco (5) años.

Es importante señalar que para llevar adelante las actividades que se encuentren permitidas según la categoría, los proponentes deberán presentar los Planes de Conservación, Manejo Sostenible y Aprovechamiento de Cambio de Uso del Suelo que correspondan. Al efecto, en primer lugar, deberá presentarse una Declaración Jurada que permita a la Autoridad de Aplicación determinar (de acuerdo a Ley Nacional Nº 26.331) la necesidad de exigir la realización de un Estudio de Impacto Ambiental. Asimismo, en todos los casos en que se evalúen Planes de Aprovechamiento de Cambio de Uso del Suelo que puedan generar efectos negativos significativos sobre el ambiente, la celebración de Audiencia Pública será obligatoria (fuera de estos supuestos, será la autoridad competente de la Ley Provincial M Nº 3266 la que determine el procedimiento de participación pública a implementarse)

Por último, y en otro orden, corresponde hacer una consideración en relación a la Ley M Nº 3702, cuyo objeto es la preservación, conservación, defensa y aprovechamiento racional e integral de las especies vegetales medicinales, aromáticas y biodinámicas nativas no implantadas, de las cuales se pueden extraer los principios activos para la elaboración de medicamentos, extracción de principios inmediatos o derivados con destino a la industria y consumo, en el marco de la Ley Provincial Nº 2600 (Ley de Patrimonio y recursos genéticos, acuáticos, terrestres y aéreos del dominio público de Provincia de Río Negro). Esta norma declara de Interés Provincial la protección y preservación de los recursos naturales vegetales mencionados.

Implicancias para el Proyecto

Si bien las normas señaladas disponen un interés especial en la protección de las áreas naturales y especies de flora y fauna, tanto en forma general como en particular, no se advierten restricciones prescriptivas en cuanto al proyecto en sí. Sin perjuicio de ello, deberá ser en el Plan de Gestión Ambiental en donde se adopten las medidas de preservación y protección adecuadas para evitar cualquier impacto en áreas naturales protegidas, fauna y flora, sea en el ámbito acuático como en el terrestre. Esto último, teniendo en especial consideración los preceptos referidos a especies de aves playeras migratorias y cetáceos.

3.2.7 Protección del Patrimonio Cultural

En la Provincia de Río Negro rige la Ley F N° 3656, cuyo fin es la protección, conservación, restauración y acrecentamiento del patrimonio cultural y natural del territorio provincial. La norma establece que todos los bienes que integran el Patrimonio Cultural y Natural de la Provincia de Río Negro, deberán ser conservados como testimonio para el conocimiento y desarrollo cultural de las generaciones futuras.

Dice la Ley que se entiende por Patrimonio Cultural y Natural "el conjunto que integran, en un todo armónico, inseparable, las manifestaciones de interés y el ámbito natural, rural o urbano que ha producido el hombre, como ser social, en su permanente interacción vital con sus circunstancias, dentro del territorio provincial. La permanencia material de ese legado conforma la base concreta que da continuidad armónica al desarrollo social y espiritual de nuestra comunidad reafirmando su identidad cultural". Seguidamente, se individualizan una serie de bienes que integran esta categoría (Art. 4), incluyendo también a todos aquellos que hayan sido declarados Patrimonio Histórico y Cultural de la Nación.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
105
FOLIO N°

Se pone en cabeza de los propietarios o poseedores (los terceros se encuentran facultados para denunciar la existencia de bienes que presuntamente reúnan las condiciones legalmente establecidas) de estos bienes la obligación de hacer conocer la existencia y ubicación de los mismos a la Autoridad de Aplicación (Secretaría de Cultura), a fin de que sean declarados como tales, e incorporados al Registro de Patrimonio Cultural.

Al momento de ser declarados integrantes del Patrimonio Cultural y Natural de la Provincia, los bienes deberán ser incorporados en alguna de las categorías que indica la Ley (v.gr. Monumento Histórico; Monumento Histórico Artístico; Sitio Histórico; Sitio Arqueológico; Sitio Paleontológico; Sitio de Interés Cultural; Pueblos Históricos; Parques, Plazas y Jardines; Patrimonio Documental; Archivos, Bibliotecas y Museos, etc.).

Es importante mencionar que, a tenor del art. 11, todo expediente que se tramite por ante la Autoridad de Aplicación y que tenga por objeto cuestiones relacionadas con algún bien integrante del Patrimonio Cultural y Natural de la Provincia, deberá contener un informe técnico expresamente elaborado al efecto por el Concejo Asesor del Patrimonio Cultural y Natural de la Provincia que se crea en la Ley. Este Concejo tiene por función, entre otras, la de dictaminar a solicitud de la Autoridad de Aplicación sobre la realización de obras o trabajos de cualquier naturaleza en los bienes afectados, así como también dictaminar sobre las denuncias sometidas a su consideración relativas a la realización de obras, acciones o trabajos no autorizados y que afecten, total o parcialmente, la naturaleza de los bienes (Art. 14 incisos g y k respectivamente).

También cabe destacar que en caso de hallazgos fortuitos de bienes que presuntamente sean significativos para el patrimonio cultural de la provincia, producidos en el marco de obras públicas y privadas, deberán ser denunciados inmediatamente a la autoridad de aplicación quien determinará el procedimiento a seguir en el plazo perentorio de treinta (30) días de transcurrido el hallazgo (Art. 19). En este sentido, vale mencionar que la Ley carga a los poseedores o propietarios de estos bienes con la responsabilidad de preservación y conservación, a fin de mantener y asegurar su genuinidad e inalterabilidad. Por ello, cualquier modificación que pueda alterar sus condiciones debe comunicarse previamente a la Autoridad de Aplicación, que tendrá un plazo perentorio para expedirse, fundamentando técnicamente la autorización o no de la modificación.

Del mismo modo, se impone a los municipios la obligación de comunicar a la Autoridad de Aplicación las solicitudes de permisos para obras en inmuebles que figuren en el Registro del Patrimonio Cultural Provincial. Esto es así pues, para el inicio de cualquier obra o proyecto, se deberá solicitar un permiso de iniciación de los mismos a la Autoridad de Aplicación correspondiente cuando se afectare algún bien público provincial, municipal o privado, declarado provisoria o definitivamente como patrimonio histórico, arquitectónico, artístico y artesanal, que sea intervenido en todo o en parte, debiéndose respetar los valores por los cuales se halla protegido, sin que tales proyectos puedan afectar su aspecto exterior e interior.

Finalmente, huelga comentar que la Ley crea un Sistema de Padrinazgo de Monumento Históricos, Lugares Históricos, de Interés Provincial y Áreas Naturales y/o Culturales de propiedad del Estado Provincial. A estos fines, el Poder Ejecutivo Provincial deberá realizar las gestiones pertinentes con personas físicas y/o jurídicas, con o sin fines de lucro, gubernamentales o no gubernamentales, que asuman, sin derecho a retribución, el cargo de Padrino, cuyas obligaciones consistirán en la restauración, remodelación, mantenimiento, embellecimiento y construcción de obras complementarias y protección y preservación de las áreas naturales conforme al plan y precisiones técnicas, que al respecto confeccione la autoridad de aplicación con acuerdo del citado Consejo Provincial del Patrimonio Cultural. En lo referente a las áreas naturales, se convocará la autorización del área pertinente del Poder Ejecutivo Provincial con consulta a organismos técnicos de reconocida trayectoria en el ámbito de la provincia tales como Universidad Nacional del Comahue y la Administración de Parques Nacionales.

3.2.8 Protección Patrimonio Arqueológico y Paleontológico

Parte integrante del patrimonio cultural provincial es el patrimonio arqueológico y paleontológico. Su protección, conservación, acrecentamiento y recuperación, así como las actividades relacionadas con la investigación y el aprovechamiento científico y cultural del mismo, se encuentran regulados por la Ley F Nº 3041 (reglamentada por el Decreto Provincial F Nº 1150/2003).

Vale recordar que son considerados objetos arqueológicos todos los restos y objetos y/o cualquier otro rastro de existencia humana, que acredite testimonio de épocas o civilizaciones pasadas, para las cuales, las excavaciones, prospecciones o descubrimientos son la fuente principal o una de las principales fuentes de información científica. Por su parte, integran el patrimonio paleontológico los restos fósiles que dan testimonio de la evolución de la vida. Lo estipulado por el presente se refiere a todos aquellos restos que se encuentran en la superficie o en el subsuelo, en el medio acuático, en el mar territorial o en la plataforma continental, hayan sido o no extraídos o encontrados en jurisdicción de su territorio.

La Ley declara que estos bienes inenajenables integran el dominio público de la Provincia de Río Negro. Asimismo, los declara como de utilidad pública y sujetos a restricciones al derecho de propiedad o a expropiación. Por ello, Estado Provincial convendrá con los propietarios de los inmuebles que los contengan, lo necesario para su estudio, prospección, excavación y/o conservación. En caso de no contar con el consentimiento amigable del propietario, el Estado Provincial podrá establecer la ocupación temporaria del área dentro de la cual se encuentren o se presuman encontrarse, por un plazo que no exceda los sesenta días por año, y sin derecho del propietario al cobro de resarcimiento (excepto si se comprobase fehacientemente un perjuicio económico). En caso de determinarse la necesidad de conservar el inmueble o el yacimiento, el Estado Provincial podrá imponer una servidumbre o disponer la expropiación, ya sea del inmueble o del yacimiento.

La norma créase el Registro Patrimonial de Bienes Arqueológicos y Paleontológicos de la Provincia de Río Negro, con el objeto de relevar el acervo cultural provincial, en lo atinente a los referidos bienes, ya sea los que se hallen en el dominio del Estado, en dominios privados o en posesión de entidades públicas y privadas o de particulares. Asimismo, prohíbe expresamente la salida del territorio provincial de piezas y/o colecciones de objetos arqueológicos o paleontológicos, sin la previa intervención y autorización por parte de la Autoridad de Aplicación. Es por ello que también la Autoridad de Aplicación deberá ejercer acciones de prevención y adoptar las medidas necesarias de control para evitar la circulación, intercambio o comercialización de piezas arqueológicas o paleontológicas no registradas, procedentes de excavaciones no autorizadas o de extracciones ilegítimas en excavaciones oficiales. En este sentido, vale agregar que la Autoridad de Aplicación podrá designar a los propietarios de inmuebles y/o pobladores de tierras fiscales en los que existan yacimientos arqueológicos o paleontológicos, como cuidadores de estos, a fin de preservarlos de todo tipo de depredación.

Dispone la Ley que las empresas que realicen obras que impliquen movimientos de tierras susceptibles de producir grandes transformaciones en el suelo o el subsuelo de los terrenos, deberán incluir desde el comienzo de su planificación, una evaluación técnica del impacto que puedan producir sobre los recursos arqueológicos y/o paleontológicos eventualmente existentes en el lugar de los mismos, un plan de actividades tendientes a su rescate y preservación y la previsión de su costo en el presupuesto general de la obra. Si en el curso de tales actividades se encuentran yacimientos, restos u objetos de la índole de los protegidos por esta Ley, deberán hacer la correspondiente denuncia y suspender los trabajos en el lugar hasta que la autoridad competente (Ministerio de Desarrollo Humano, Deporte y Cultura) haya tomado intervención y adoptado las medidas pertinentes, las que deberá disponer dentro de las cuarenta y ocho horas de haberse recibido la denuncia del hallazgo. La suspensión de los trabajos no podrá mantenerse por más de veinte días desde el momento de haberse notificado a la autoridad, salvo que ésta convenga con las empresas un plazo mayor si los trabajos de rescate o preservación así lo exigieran.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
106
FOLIO N°

3.2.9 Protección del Aire

Una vez más, la Ley Provincial M Nº 2631 aborda aspectos vinculados al tratamiento que ha de otorgarse al aire, prescribiendo que la Autoridad de Aplicación (en coordinación con los restantes organismos gubernamentales concurrentes de la Provincia) habrá de controlar la calidad y/o estado de contaminación del aire, a fin de preservar la salud y bienestar de la población, de manera tal de poder gozar de sus propiedades protegiendo además la vida animal y vegetal. En este sentido, se prohíbe incorporar o emitir efluentes al aire, que contengan agentes físicos, químicos o biológicos, o la combinación de todos, en cantidades tales que sean posibilitantes de modificaciones en la salud de la población, afecten su bienestar no permitiendo el uso y goce de sus propiedades o que la flora y fauna sean modificadas de una manera no deseada.

A los fines indicados en el párrafo anterior, dice la Ley que la Autoridad de Aplicación, por sí misma o en coordinación con otros organismos provinciales competentes en la materia, establecerán sistemas de vigilancia ambiental, referidos a las condiciones de uso y manejo de los cuerpos de agua, del suelo y del aire, debiendo anualmente elaborar un informe de sus actuaciones. Correlativamente, la norma atribuye a las personas o entidades que ocasionaren modificaciones que impliquen variaciones en la aptitud para los cuerpos de agua, del suelo y del aire, la responsabilidad de realizar las acciones tendientes a asegurar que el medio ambiente recupere su capacidad de uso, quedando las mismas a su entero costo.

3.2.10 Cambio Climático

En 2005 se sancionó en Río Negro la Ley M Nº 4052, en la que se determina como política prioritaria del Estado Provincial en materia ambiental y productiva, la implementación del "Mecanismo de Desarrollo Limpio" (MDL), acordado en el Protocolo de Kyoto. Al efecto se encomienda a la Autoridad de Aplicación la misión de instruir a los organismos públicos provinciales y municipales para que lleven adelante las acciones necesarias para la implementación del MDL, así como la de coordinar las acciones de los sectores públicos y privados vinculados a la implementación de este mecanismo. Asimismo, se establece que los proyectos aprobados en el marco del MDL e incorporados en el Registro que crea la Ley, son de aplicación obligatoria para los emprendedores radicados en la provincia de Río Negro.

En sintonía con lo expuesto, vale agregar que por Ley M Nº 3705, la provincia de Río Negro ha considerado al bromuro de metilo como compuesto químico nocivo a la salud humana, contaminante del medio y degradante de la capa de ozono.

Amén de lo expuesto, es quizás la más relevante la Ley M Nº 5665, en tanto complementa la Ley Nacional de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global Nº 27.520, y establece acciones y estrategias provinciales para la adaptación y mitigación del cambio climático, con el objeto de proteger a los habitantes, el ambiente y contribuir al desarrollo sostenible.

Entre varios de los objetivos de esta última norma, se destacan:

- Fomentar un modelo de desarrollo sostenible que preserve los ecosistemas y la calidad de vida de los habitantes, especialmente de los más vulnerables a los efectos del cambio climático.
- Establecer líneas de acción para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar la capacidad de absorción a través de la promoción de sumideros de carbono y otras iniciativas beneficiosas para el ambiente.
- Constituir el marco de las estrategias y medidas de adaptación que reduzcan la vulnerabilidad humana y de los ecosistemas frente al cambio climático.
- Incluir el factor de riesgo climático futuro, en la formulación y evaluación de las políticas públicas y sectoriales.
- Contribuir a la transición hacia las energías renovables y la eficiencia energética.

La Ley atribuye distintas funciones a la Autoridad de Aplicación, entre las que se destaca la de llevar adelante la política provincial de respuesta al cambio climático y coordinar la formulación, ejecución y evaluación de los instrumentos de gestión previstos en esta, así como la de elaborar el plan provincial de acción frente al cambio climático (el cual comprende acciones de mitigación y adaptación al cambio climático). Es así que mediante Resolución N° 535/2023 de la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático se aprobó el Plan Provincial de Respuesta al Cambio Climático (2022-2030) de la Provincia de Río Negro.

Vale agregar que, entre otras funciones, la Autoridad de Aplicación debe acompañar a los municipios y comunas en la elaboración e implementación de medidas locales de respuesta al cambio climático; fomentar la participación de la ciudadanía en la definición, ejecución y seguimiento de las políticas de respuesta al cambio climático; informar en general a la población, y responder los requerimientos de información en materia de cambio climático y; elaborar los inventarios provinciales de emisiones de gases de efecto invernadero y mantener actualizado un registro sistemático, permanente y dinámico de las fuentes de emisión.

En relación al mencionado Plan Provincial de Acción Frente al Cambio Climático, la Ley explica que el mismo ha de ser un instrumento base de implementación de la política provincial de respuesta al cambio climático, debiendo definir las acciones específicas y necesarias para lograr los objetivos planteados. Este instrumento se compone de un Plan Provincial de Mitigación y un Plan Provincial de Adaptación, y debe contener las metas, acciones, cronograma de ejecución, mecanismos de evaluación y presupuesto necesario. Asimismo, el Plan fija objetivos estratégicos de mediano y largo plazo, por lo que debe actualizarse con una periodicidad no mayor a cinco años.

Especialmente, el Plan Provincial de Acción Frente al Cambio Climático debe contener las acciones de mitigación y adaptación necesarias para alcanzar las metas previstas, describiendo los procesos de seguimiento, evaluación de las acciones y definición de las líneas de base e indicadores.

Finalmente, resulta novedoso agregar que la Ley crea un Sistema de Créditos por Emisiones de Carbono. En virtud del mismo, las entidades públicas o privadas pueden generar créditos de carbono a través de proyectos que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero o aumenten la capacidad de sumideros de carbono.

3.2.11 Ruido

En la provincia de Río Negro rige la Ley S Nº 1550, que aprueba las normas tendientes a erradicar del ámbito provincial los ruidos molestos o parásitos. De acuerdo al contenido de la Ley, las prohibiciones establecidas se relacionan con las emisiones en centros urbanos o urbanizados, por lo que teniendo en cuenta la ubicación del proyecto, no se advierten implicancias para el mismo.

3.2.12 Aguas

Nuevamente, la Ley Provincial M Nº 2631 incluye como objetivo de política ambiental la utilización racional del agua (Art. 6 inc. c). La norma establece que la Autoridad de Aplicación, con los demás organismos provinciales competentes, establecerá criterios de uso y manejo de los cursos de agua que forman los recursos hídricos de la Provincia y sus espacios terrestres adyacentes, teniendo en cuenta la aptitud de ellos y los valores del ambiente. Agrega que no se podrán incorporar o volcar efluentes en los cuerpos de agua que constituyan los recursos hídricos de la Provincia cuando ellos contengan agentes físicos, químicos o biológicos, o las combinaciones de éstos, en cantidades tales que afecten negativamente a la flora, la fauna, la salud humana y los bienes.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
107
FOLIO N°

En virtud de lo expuesto en el párrafo precedente, la Autoridad de Aplicación, por sí misma o en coordinación con otros organismos provinciales competentes en la materia, establecerán sistemas de vigilancia ambiental, referidos a las condiciones de uso y manejo de los cuerpos de agua, del suelo y del aire, debiendo anualmente elaborar un informe de sus actuaciones. Aquí también, se impone a las personas o entidades que ocasionaren modificaciones que impliquen variaciones en la aptitud para los cuerpos de agua, del suelo y del aire, la responsabilidad de realizar las acciones tendientes a asegurar que el medio ambiente recupere su capacidad de uso, quedando las mismas a su entero costo.

La Ley Q Nº 2952 constituye el Código de Aguas de la Provincia de Río Negro (reglamentado por el Decreto Provincial Q Nº 1923 de 08/11/1996, afectado por el Decreto Provincial Nº 1093 de 03/12/2012). Por sus disposiciones se rige, en el ámbito de la jurisdicción territorial e institucional de la provincia, todo lo concerniente a la tutela, gobierno, administración y policía del agua pública, sus fuentes, lechos, cauces, riberas y playas; su uso y goce por las personas particulares, así como lo relativo a la construcción, administración y mantenimiento de las obras que posibiliten su aprovechamiento y preservación o la protección contra sus efectos nocivos.

Téngase presente que son aguas del dominio público provincial, todas las que se encuentren dentro de sus límites territoriales, incluyendo las correspondientes al Mar Argentino adyacente y que no pertenezcan al dominio privado de particulares o del Estado (según el Código Civil y Comercial). El recurso hídrico constituye un bien del Estado provincial, concesible, incluso al mismo Estado.

Es Autoridad de Aplicación de este Código el Departamento Provincial de Aguas (DPA), quien tendrá a cargo todo lo relativo a la tutela, gobierno, administración y policía de los recursos hídricos provinciales, así como a la regulación de su uso y goce y la prevención contra sus efectos nocivos. A tales fines, y entre otras, tiene por función intervenir y proveer en todo lo relacionado con las obras de cualquier naturaleza que se ejecuten en los cauces, lechos, playas y riberas de los cursos y cuerpos de agua pública y, en general, sobre los usos, actos y hechos que puedan tener relación con el régimen del agua pública, la defensa y conservación de los cauces, lechos, playas y de las riberas, las condiciones de los tajamares o atajadizos, diques, presas, embarcaderos, muelles y otras obras construidas en los mismos. Cuando dichas obras, usos o hechos, sean declarados perjudiciales para el régimen del agua pública por el DPA, podrá éste ordenar su modificación, cesación, desmantelamiento o destrucción e imponer multas, y en caso de incumplimiento de sus resoluciones, podrá modificarlos, hacerlos cesar, desmantelarlos o destruirlos por sus propios medios, por cuenta y a cargo de los respectivos propietarios o interesados.

La política hídrica que formule la provincia se regirá, entre otros principios, por el de compatibilidad de la gestión pública del agua con la ordenación del territorio, la planificación del uso y aprovechamiento de los recursos provinciales, la conservación y protección del medio ambiente y la restauración de la naturaleza.

Asimismo, la planificación hidrológica tendrá por objetivos generales, alcanzar la mejor satisfacción de las demandas de agua y equilibrar y compatibilizar el desarrollo regional y sectorial, incrementando las disponibilidades del recurso, protegiendo su calidad, economizando su empleo, racionalizando sus usos en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales. La planificación se realizará mediante la elaboración de planes hidrológicos y se ejecutará mediante programas directores sectoriales.

Los planes hidrológicos, entre otros recaudos, comprenderán obligatoriamente: la asignación y reserva de recursos para usos y demandas actuales y futuros, así como la conservación o recuperación del medio ambiente natural; las características básicas de calidad de las aguas y las pautas generales sobre autorización de los vertidos de aguas residuales, y; los perímetros de protección y las medidas para la conservación y recuperación del recurso y entorno afectados.

Para derivar el agua pública de los cauces y lechos; captar aguas subterráneas con destino al uso privado en sus respectivos predios o industrias; verter en los mismos efluentes domiciliarios, urbanos, agrícolas o industriales y, en general, efectuar cualquier uso especial de los bienes integrantes del dominio público hídrico, se debe obtener una concesión, autorización o permiso de la autoridad competente.

El aprovechamiento estará sujeto a autorización administrativa, cuando se lo destine a la disposición final de efluentes domiciliarios, urbanos, agrícolas o industriales. Ahora bien, el otorgamiento de permiso administrativo corresponde en casos como los siguientes:

- Para la realización de obras transitorias y especiales.
- Para el uso de aguas sobrantes de desagües y drenajes supeditado a eventual disponibilidad.
- Para utilizaciones de escasa magnitud, entendiendo por tales aquéllas en que el caudal de agua extraída no supere el límite que se establezca para el cuerpo o curso de agua de que se trate y, salvo que el interesado no peticione, el otorgamiento de una autorización administrativa.
- Para la utilización en la construcción de caminos y calles públicas y el riego de sus arboledas.
- Para exploración y perforación de aguas subterráneas previa presentación del plan de obras a realizar y su aprobación por la Autoridad de Aplicación y sin perjuicio de que la perforación deba ser realizada por personas humanas o jurídicas inscriptas en el Registro respectivo.

Téngase en cuenta que el permiso de uso es esencialmente precario, sujeto a revocación por causa justificada, en cualquier tiempo y sin derecho a indemnización alguna. Este permiso ha de ser otorgado sin perjuicio a las concesiones y autorizaciones.

Las solicitudes de uso deberán incluir (amén de los requisitos que pueda fijar la reglamentación): a) El nombre del propietario o poseedor de la tierra, superficie, plano de la propiedad, ubicación, población o superficie que se proyecta abastecer o regar; b) Memoria descriptiva, antecedentes, memorias técnicas y descripción de las obras, documentación gráfica, proyecto ejecutivo de abastecimiento, saneamiento, drenaje, aprovechamiento hidroeléctrico, industrial o de otro tipo, así como de las obras civiles e hidráulicas que son motivo del mismo con los alcances y detalle que fijará la Autoridad de Aplicación, en proporción a la magnitud del aprovechamiento; c) La ubicación de saltos, tomas, descargas, niveles máximos y mínimos de fuente o cuerpo receptor, caudales, composición, volúmenes, potencia y energía involucrados en cada caso y las propiedades o bienes de terceros que resultaran afectados por las obras; d) El régimen de uso y operación de las aguas captadas, turbinadas y los tratamientos o reutilizaciones de efluentes que se prevén y, cuando se indique, estudios básicos de carácter agronómico; e) Cuando corresponda, en función de la entidad o magnitud del aprovechamiento, la Autoridad de Aplicación requerirá las correspondientes evaluaciones de impacto ambiental y sus previsiones al respecto, dando intervención a la autoridad competente en la materia.

Presentada la solicitud de permiso se citará por edictos (a publicar en el Boletín Oficial y en un diario de circulación en la zona donde se proyecta el aprovechamiento) a todos los que se consideren con derecho a oponerse, por el término de treinta días. Asimismo, en caso de conocerse la nómina de propietarios, se efectuará además la información en forma directa. El edicto también se exhibirá durante quince días en los locales del DPA que hubiere en el lugar, y cuando la magnitud del aprovechamiento o las características del recurso que se pretende utilizar lo justifiquen, el DPA podrá disponer que se publicite la solicitud por otros medios de difusión pública idóneos y la ampliación del plazo de emplazamiento.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
108
FOLIO N°

Si se dedujera oposición, el DPA procederá a la inspección del lugar, con intervención de los interesados si lo requirieran y, oída la municipalidad de la jurisdicción en su caso, resolverá la solicitud, teniendo en cuenta la más racional utilización del agua, los intereses públicos conexos, la naturaleza y procedencia de las oposiciones. El acto administrativo que acuerde la autorización o permisos para aprovechar el agua pública, determinará: a) La cantidad, modo, condiciones de la captación, regulación, extracción, derivación, conducción, uso, restitución integral o reducida del caudal derivado y desagüe en su caso; b) Las previsiones en protección de la agricultura, la industria y la higiene pública y el interés general; c) Las pautas para el cálculo de la regalía periódica a pagar a la Autoridad de Aplicación; d) Los términos dentro de los cuales deberán iniciarse y terminarse las obras y la utilización del agua.

Vale aclarar que la Ley que otorgue una concesión, deberá cumplir idénticos requisitos a los enunciados precedentemente, pudiendo facultar a la Autoridad de Aplicación para fijar los aspectos técnicos o económicos que se estime conveniente.

Todos los derechos sobre las aguas y demás bienes integrantes del dominio público hídrico y los usos especiales o privativos existentes y que en el futuro se otorguen, de conformidad con las disposiciones de este Código, deberán inscribirse en los Registros Públicos que llevará al efecto la Autoridad de Aplicación. Estos Registros son los siguientes:

a) Registro de aguas públicas otorgadas en uso, mediante concesión, autorización o permiso.
b) Registro de aguas de dominio privado.
c) Registro de exploración y explotación de aguas subterráneas y permisos de perforación.
d) Registro de usuarios de cuerpos receptores hídricos.

Es importante considerar que los usuarios de agua pública de uso común y los propietarios ribereños están obligados a abstenerse de realizar actos o hechos que perjudiquen o entorpezcan el régimen y el libre escurrimiento de las aguas. Están igualmente obligados a remover del cauce, lecho, playas y riberas los obstáculos que hayan tenido origen en sus predios, siempre que la remoción signifique una real necesidad común o de interés general. En este sentido, el DPA podrá, por su propia autoridad, reponer a su primitivo estado, cuando lo estime necesario o conveniente, el curso de agua, su lecho, playas, riberas y márgenes, ocupados por particulares o aun por organismos estatales sin el correspondiente derecho otorgado regularmente por autoridad competente.

También es importante señalar que el Poder Ejecutivo, directamente o por intermedio del organismo competente, podrá conceder o autorizar la extracción de arena, piedra o cualquier otro material, mineral u orgánico, de cualquier tipo o naturaleza, de las riberas, playas, lechos o cauces del agua pública; así como el establecimiento de puentes, pasarelas, balsas, embarcaderos e instalaciones para balnearios públicos y cualquier otra construcción transitoria o permanente en bienes integrantes del dominio público hídrico. En tales casos será obligatoria la previa intervención del DPA para que se expida sobre la conveniencia en relación al régimen de las aguas públicas.

En cuanto a la protección y conservación de los recursos hídricos, el control de calidad y la protección de los recursos hídricos provinciales que sean utilizados como cuerpos receptores de residuos o efluentes, productos de la actividad del hombre, se regirán por las disposiciones de este Código, su reglamentación y las normas generales de protección ambiental.

Particularmente, toda persona humana o jurídica que vuelque sus desechos en cuerpos receptores hídricos de la Provincia de Río Negro[21], queda sujeta al régimen del Código. Asimismo, el DPA queda facultado para resolver la incorporación a este régimen de todas aquellas actividades o acciones humanas que, aun sin generar en forma habitual u ocasional vuelcos de desechos o efluentes, crean un riesgo potencial de degradar o deteriorar el recurso o afectar la salud o el bienestar de la comunidad.

De acuerdo a lo expuesto, todo establecimiento industrial radicado o a radicarse en el territorio de la provincia, deberá adecuar sus desagües a las disposiciones de este Código. Al respecto, se entiende por establecimiento industrial a cualquier planta industrial, fábrica, taller, lavadero o lugar de manufactura, extracción, incorporación, elaboración, depósito o proceso de transformación de materias primas o productos semielaborados o elaborados que origine o pueda originar residuos o aguas residuales industriales. Correlativamente, es agua residual industrial todo líquido que se deseche después de haber participado en cualquier operación industrial, bien sea de preparación, de producción, de limpieza o de operaciones auxiliares a los procesos, tales como generación de vapor, intercambio calórico y transporte hidráulico.

Las aguas residuales industriales y su disposición final deberán contar con la correspondiente autorización de descarga de desagües otorgada por el DPA. Asimismo, es necesario tener en cuenta que ningún establecimiento industrial a radicarse en la provincia podrá iniciar sus actividades ni ser habilitado, aun en forma precaria, si su desagüe industrial no se ajusta a los parámetros de calidad permitidos conforme se establezca por vía reglamentaria. En el caso del presente proyecto, es importante tener presente que por el Código establece que, en virtud de la Ley Provincial M Nº 2472 (modificada por la Ley Provincial M Nº 4361) se prohíbe el volcado directo o indirecto al medio marino de efluentes industriales, con independencia del grado de tratamiento previo al que sean sometidos.

En este punto, corresponde mencionar dos Resoluciones del DPA, de fino contenido técnico y específico, que llevan los números 885/15 y 886/15. La primera de ellas se orienta a asegurar mediante controles y monitoreos efectivos, el cumplimiento con los parámetros de calidad y sus límites permitidos de vuelco en los distintos cuerpos receptores, por parte de efluentes industriales, de modo tal que se garantice la no contaminación de los recursos hídricos. Esta norma tipifica las actividades alcanzadas por la misma; establece los requisitos que han de cumplir las Declaraciones Juradas de Inscripción y de Situación; aprueba la documentación a presentar por los establecimientos en el Proyecto de Planta de Tratamiento de efluentes o instalaciones afines (incluyendo la presentación de planos y cronogramas de obras); establece las restricciones en casos de vías en sistemas de riego y drenaje, líneas de ribera y riesgo hídrico, y cruces de ríos, canales, colectores de drenaje, cauces aluvionales, etc.; determina los límites a los parámetros de vuelco y la forma de realizar los muestreos y análisis de líquidos residuales; prohíbe la dilución y/o disolución de residuos líquidos y/o sólidos como alternativa para alcanzar los parámetros máximos de vuelco establecidos en la misma resolución; regula las formas de traslado y disposición de líquidos residuales, subproductos sólidos y semisólidos, y; aprueba el contenido del plan de contingencias para eventos que afecten en cualquier grado a los cuerpos receptores hídricos.

[21] Se considera cuerpo receptor hídrico a la totalidad de las aguas superficiales y subterráneas existentes en el territorio de la Provincia de Río Negro. La utilización que se haga del mismo deberá contar con la autorización del Departamento Provincial de Aguas en la medida y condiciones que se establecen en el presente Código.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
109
FOLIO N°

En cuanto a la Resolución DPA N° 886/15, la misma se refiere con especificidad a la actividad hidrocarburífera. Ello, considerando que este tipo de actividades pueden crear un riesgo potencial de degradación de los recursos hídricos, por lo que se entiende necesario asegurar mediante controles y monitoreos efectivos la desconexión hidráulica de las instalaciones y de las actividades con fuentes de aguas superficiales y subterráneas de modo tal que se garantice la no contaminación de los recursos hídricos. La norma establece cuáles son las actividades o acciones cuyos efluentes y/o aguas residuales industriales y/o hidrocarburos son capaces de contaminar directa o indirectamente a los recursos hídricos superficiales y subterráneos, y tipifica las actividades alcanzadas. Aquí también se aprueba el contenido de las Declaraciones Juradas de Inscripción; la necesidad de instalar un medidor de caudal de agua residual; la forma de presentación de planos; los límites a los parámetros de vuelco en los distintos cuerpos receptores; la forma de realizar los muestreos y análisis de líquidos residuales; la prohibición de la dilución y/o disolución de residuos líquidos y/o sólidos como alternativa para alcanzar los parámetros máximos de vuelco, establecidos en la misma resolución; las modalidades de traslado y disposición de líquidos residuales, subproductos sólidos y semisólidos; la necesidad de contar con una Constancia de Situación (emitida por el DPA) previa a la autorización de descarga; las restricciones en casos de vías en sistemas de riego y drenaje, líneas de ribera y riesgo hídrico, y cruces de ríos, canales, colectores de drenaje, cauces aluvionales, etc. Luego, de acuerdo con el tipo de actividad, se establecen diferentes contenidos para las Declaraciones Juradas de Situación, para la disposición de efluentes, para la documentación a presentar por las empresas en el Proyecto de Planta de Tratamiento Integral de efluentes o instalaciones afines, el contenido del Plan de Contingencia ante incidentes, entre otros recaudos.

Vale también hacer mención que, en caso de pretenderse un reúso o reutilización de aguas, habrán de seguirse las prescripciones de la Resolución DPA N° 1423/15.

Por último, huelga mencionar que el Código establece el canon de uso y preservación de los cuerpos receptores hídricos, que será abonado por todos los usuarios, establecimientos industriales y actividades alcanzadas por el mismo, en concepto de derecho de uso y preservación de dichos cuerpos receptores.

Finalmente, es útil agregar que este Código, como toda norma regulatoria de aspectos ambientales y de los recursos naturales, incluye un régimen de sanciones. En él, más allá de las típicas infracciones vinculadas al incumplimiento de los preceptos y requisitos formales de la norma, se reprime explícitamente la contaminación de cuerpos receptores hídricos y el incumplimiento al régimen de calidad de aguas residuales, lo que será sancionado con clausura o multa, y esta última se establecerá en función del costo del tratamiento del efluente (Art. 173).

Implicancias para el Proyecto

De acuerdo a los requerimientos en las etapas de obra y operación del proyecto, corresponderá tramitar la autorización administrativa para la disposición final de efluentes. Las aguas residuales industriales y su disposición final deberán contar con la correspondiente autorización de descarga de desagües otorgada por el DPA, con carácter previo al inicio de las actividades. Lo propio corresponde en caso de instalarse plantas de tratamiento de efluentes. Especialmente, debe tenerse presente la prohibición de volcado directo o indirecto al medio marino, y en materia de vertidos prestar especial atención a las Resoluciones del DPA N° 885/15 y 886/15.

Asimismo, deberá gestionarse el otorgamiento de permiso administrativo en caso de ser necesario para la realización de obras, para la utilización en la construcción de caminos y calles públicas y el riego de arboledas, para exploración y perforación de aguas subterráneas, etc.

Así también, corresponderá dar intervención al DPA en caso de obras o actividades que pudieran modificar o incidir en cauces de agua.

3.2.13 Sustancias Controladas

Entre las sustancias controladas en el ámbito de la Provincia de Río Negro, corresponde mencionar la Ley M Nº 5600, en cuanto a la utilización de productos agroquímicos que pudieren ser utilizados en la etapa de obra (y posterior mantenimiento) del proyecto. Esta norma declara de interés sanitario, social, ambiental, educativo y productivo provincial la implementación de las buenas prácticas agrícolas, y tiene por objeto la protección de la vida y la salud humana, animal y vegetal, el cuidado del ambiente y la preservación de los recursos naturales. Entre sus objetivos, se destacan propender a una correcta y racional utilización de tecnologías menos contaminantes y al empleo de agroquímicos autorizados, y la prevención y disminución de los riesgos de intoxicación de toda persona relacionada con el uso y manejo de agroquímicos.

Por otra parte, en Río Negro rige la Ley M Nº 3660 (con las modificaciones efectuadas por la Ley M N° 4174, y reglamentada por el Decreto Provincial M Nº 1517), que prohíbe en todo el territorio provincial la instalación y funcionamiento de equipos que contengan PCBs, así como también el ingreso de PCBs a la provincia.

3.2.14 Residuos

3.2.14.1 Residuos Sólidos Urbanos

Los objetivos y procedimientos de protección ambiental aplicables a la Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos (GIRSU) en la Provincia de Río Negro se encuentra positivizados en la Ley M Nº 5491. Quedan excluidos del objeto de esta norma los residuos regulados por las leyes provinciales M Nº 2472 (Residuos Peligrosos), M Nº 3250 (Residuos Especiales), Q Nº 4495 (Residuos de Pescado) y R Nº 2599 (Residuos Patogénicos), de los que nos ocuparemos más adelante.

Entre otros, son objetivos de la política ambiental efectivizar la gestión sustentable de los residuos sólidos urbanos por parte de todos los municipios y comisiones de fomento de la provincia, promoviendo los principios de prevención y precaución ambiental, sustentabilidad y equidad intergeneracional, de congruencia y regionalización. Asimismo, promover un adecuado y racional manejo de los residuos sólidos urbanos, a fin de preservar los recursos naturales, resguardar la salud de la población y su calidad de vida; como así también promover la valorización de los residuos domiciliarios, a través de la implementación de métodos y procesos adecuados; y minimizar la generación, reducción del volumen y cantidad de residuos por habitante.

Aquí también es Autoridad de Aplicación la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático de la provincia, la cual tiene por atribución, amén de diseñar, difundir, ejecutar y monitorear el cumplimiento del "Plan Provincial GIRSU", la determinación de las bases sobre las cuales los municipios elaborarán los respectivos Programas GIRSU Municipales, los que deberá evaluar, aprobar y controlar su cumplimiento. Para adherir al Plan Provincial GIRSU provincial, las autoridades municipales deben elaborar y presentar en los plazos y condiciones establecidos en esta Ley, el "Plan GIRSU Municipal" (elaborado de manera coherente con el contenido del Plan Provincial, del cual será complementario).

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 119

Es importante remarcar que el Generador (a toda persona humana o jurídica que produzca residuos sólidos urbanos) tiene la obligación de realizar el acopio inicial y la disposición inicial de los residuos cumpliendo con las normas complementarias que cada jurisdicción establezca. El Generador puede ser individual o especial, de acuerdo a la cantidad y calidad de los residuos generados y de las condiciones en que éstos se generan[22]. La disposición inicial de los residuos sólidos urbanos debe efectuarse mediante métodos adecuados a la realidad de cada jurisdicción para lograr minimizar los riesgos ambientales de exposición de los residuos a cielo abierto y garantizar el correcto funcionamiento de la recolección.

Luego, los responsables de la gestión deben garantizar la recolección y el transporte de los residuos sólidos urbanos hacia las estaciones de transferencia, plantas de tratamiento y/o sitios de disposición final, mediante métodos adecuados a las características ambientales y geográficas de su jurisdicción y acorde al tipo de generación de residuos, sea ésta individual o especial. El transporte de los residuos debe efectuarse en vehículos habilitados y adaptados a la cantidad y calidad de residuos que transportan.

Vale aclarar que las Estaciones de Transferencia son aquellas instalaciones habilitadas por la Autoridad de Aplicación, en las cuales los residuos sólidos urbanos son almacenados transitoriamente y/o acondicionados para su transporte a las plantas de tratamiento y/o sitio de disposición final. Por su parte, las Plantas de Tratamiento son aquellas instalaciones en las cuales los residuos sólidos urbanos reciben un proceso de transformación física, química, mecánica y/o biológica con el fin de producir su valorización comercial, dando lugar al reciclaje y/o reutilización de los mismos (los residuos con valorización comercial ingresan al circuito de comercialización a cargo de los responsables de la gestión; y el material de rechazo de estos procesos y todo residuo sólido urbano que no haya sido valorizado debe ser transportado al Sitio de Disposición Final habilitado por la autoridad competente). Tanto el establecimiento de Estaciones de Transferencia como el de las Plantas de Tratamientos deben estar avalados por un Estudio de Impacto Ambiental.

Implicancias para el Proyecto

Durante la etapa de obra y operación, el proyecto deberá cumplir con las exigencias de gestión de los RSU, según las medidas a ser definidas en el PGA. Tales exigencias habrán de ser coherentes con las exigencias municipales, debiendo evaluarse la adopción de una estrategia para la gestión de residuos tendientes a su minimización. Eventualmente, podría considerarse el establecimiento de una Estación de Transferencia y/o una Planta de Tratamiento.

3.2.14.2 Residuos Especiales

Corresponde iniciar este acápite por mencionar que en virtud de la Ley M Nº 2472 se prohíbe el ingreso, transporte, trasbordo, traslado, vertido o almacenamiento, permanente o transitorio en el territorio de Río Negro y su mar jurisdiccional de residuos radiactivos y de desechos o residuos tóxicos de origen industrial, químico o biológico, cualquiera sea su lugar de origen, capaces de contaminar, infectar o degradar al medio ambiente y los ecosistemas y de poner en riesgo o peligro actual o potencial la vida o la salud de los habitantes, de las generaciones futuras, así como a la flora y fauna provincial y/o la calidad ambiental. Asimismo, se prohíbe el volcado directo o indirecto al medio marino de efluentes industriales, con independencia del grado de tratamiento previo al que sean sometidos.

[22] Cada municipio o consorcio de municipios, según corresponda, debe crear un Registro de Grandes Generadores de Residuos de tipo domiciliario y clasificarlos según el tipo y la cantidad de residuos sólidos urbanos, a fin de elaborar programas, parámetros de control y normas específicas.

La Ley determina que el traslado en tránsito por el territorio provincial de residuos tóxicos y/o radioactivos propios o de otras jurisdicciones provinciales o del país, estará sujeto a convenio de autorización con las jurisdicciones originarias de los mismos y sometidos a las normas de control, seguridad y prevención que establezca la reglamentación, en concurrencia con las disposiciones nacionales vigentes en la materia o específicamente en materia de desechos radioactivos, en un todo de acuerdo con el reglamento para el transporte seguro de material radioactivo del Organismo Internacional de Energía Atómica. Asimismo, en cada caso se comunicará previamente a las poblaciones afectadas el tránsito de materiales con 10 (diez) días de anticipación.

De particular relevancia es la prohibición que contiene la norma, en cuanto a la instalación en territorio de la Provincia de Río Negro y/o las 200 (doscientas) millas de su mar jurisdiccional de: reservorios, repositorios, depósitos, basureros, permanentes o transitorios, con destino al almacenaje de todo material, insumos o desechos radioactivos como así también de desechos biológicos o inertes, producidos fuera del territorio provincial, dentro del país o proveniente de terceros estados.

Por otro lado, la provincia de Río Negro cuenta con la Ley M Nº 3250, que tiene por objeto regular todas las etapas de gestión de los residuos especiales en salvaguarda del patrimonio ambiental provincial. La norma establece que en la gestión de residuos especiales deberá tenderse a la prevención a través de la minimización de la cantidad y la peligrosidad de los residuos generados y de la gestión adecuada de los residuos producidos con el objeto de garantizar la protección de la salud de los seres vivos y promoviendo el desarrollo sostenible.

La Ley crea el Sistema Provincial de Registro de Generadores, Transportistas y Operadores de residuos especiales, el que funcionará dentro de la órbita de la autoridad ambiental provincial. Es obligatoria la inscripción y actualización de la información de todo establecimiento responsable de la generación, transporte y eliminación de residuos especiales. Se extenderá un Certificado Ambiental expedido por el mismo Registro a los fines de acreditar la inscripción.

La naturaleza y cantidad de los residuos especiales generados, su origen, transferencia del generador al transportista y de éste a la planta de tratamiento o disposición final, así como los procesos de eliminación a los que fueren sometidos y cualquier otra operación que respecto de los mismos se realizare, quedará documentada en un instrumento que llevará la denominación de "manifiesto".

Será considerado generador todo establecimiento que, como resultado de sus actos o de cualquier proceso, operación o actividad, produzca residuos calificados como especiales. Todo generador de residuos especiales deberá presentar al momento de su inscripción, una declaración jurada que contenga sus datos identificatorios, las características y cantidad los residuos que generen, método y lugar, tratamiento y/o disposición final y forma de transporte, descripción de procesos generadores de residuos especiales, listado de sustancias peligrosas utilizadas, entre otros. Asimismo, todo generador dedicado a actividades alcanzadas por la norma deberá llevar un Registro de las Operaciones y Residuos (ROR), rubricado por el responsable del establecimiento y un profesional en la materia, el cual deberá estar a disposición de las inspecciones que a cualquier día y hora determine la autoridad de aplicación.

Según la Ley, los generadores de residuos especiales deberán cumplir ciertas obligaciones, como la de adoptar medidas tendientes a disminuir su cantidad, separarlos adecuadamente y no mezclar los incompatibles entre sí, almacenarlos y eliminarlos de acuerdo a lo legalmente establecido, promover la recuperación, etc. Cuando el generador se encuentre autorizado por la autoridad ambiental a eliminar los residuos en su propia planta, será considerado, además, operador y como tal deberá inscribirse en el Registro correspondiente.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO Nº

Por otro lado, las personas físicas o jurídicas responsables del transporte de residuos especiales deberán inscribirse en el Registro Provincial mencionado cuando transporten residuos dentro del territorio de la provincia. Los transportistas deberán acreditar su capacidad operativa. El transportista sólo podrá recibir del generador residuos especiales si los mismos vienen acompañados del correspondiente manifiesto, los que serán entregados en su totalidad y solamente a las plantas de tratamiento o disposición final debidamente autorizadas que el generador hubiera indicado en el manifiesto. Vale destacar que para las vías fluviales o marítimas la autoridad de aplicación tendrá a su cargo la coordinación de acciones conjuntas con los organismos nacionales y provinciales correspondientes, tendientes al control de las embarcaciones que transporten residuos especiales, así como las maniobras de carga y descarga de los mismos.

Son plantas de tratamiento aquellas donde se realiza alguna operación de eliminación de residuos especiales conforme a lo establecido en la ley nacional, con miras a modificar las características físicas, la composición química o la actividad biológica de cualquier residuo especial, de modo tal que se eliminen, modifiquen o atenúen sus propiedades peligrosas o se recupere energía y/o recursos materiales. La norma detalla los requisitos para la inscripción y funcionamiento de este tipo de plantas.

En cuanto al régimen de responsabilidades, es dable mencionar que se presume, salvo prueba en contrario, que todo residuo especial es cosa riesgosa en los términos del Código Civil y Comercial, y que no es oponible a terceros la transmisión o abandono voluntario del dominio de los residuos especiales. En este sentido, el dueño o guardián de un residuo especial no se exime de responsabilidad por demostrar la culpa de un tercero de quien no debe responder, cuya acción pudo ser evitada con el empleo del debido cuidado y atendiendo a las circunstancias del caso.

Finalmente, vale decir que la Ley se integra con cinco Anexos: I. Características de los residuos; II. Residuos que son considerados desechos sujetos a eliminación; III. Categorías sometidas a control; IV, Lista de características peligrosas, y; V. Operaciones de eliminación. En virtud de los mismos puede determinarse el carácter de los residuos, recibiendo la categoría de "Residuo Especial", cualquier residuo que pertenezca a alguna de las categorías enumeradas en el Anexo III, a menos que no tenga ninguna de las características intrínsecas descriptas en el Anexo IV". También a aquellos residuos casuales o accidentales que, no siendo habitualmente residuos de eliminación, por motivos accidentales, se derramen sobre el terreno o recursos hídricos y que causaren daño directa o indirectamente a alguno de los objetos o sujetos de un ecosistema determinado.

Finalmente, corresponde hacer mención de una norma de singular importancia en relación a la actividad hidrocarburífera. Por Ley Q Nº 4682 se crea en el ámbito de la Provincia de Río Negro el "Plan de Remediación Ambiental", destinado a las áreas afectadas por la exploración y explotación de hidrocarburos y otras actividades conexas. Si bien se trata de una norma que se orienta a la gestión de pasivos ambientales y/o sitios contaminados en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos, al incluir en su ámbito de aplicación la mención de "otras actividades conexas", la misma deviene abarcativa del proyecto que nos ocupa.

El Plan de Remediación Ambiental es in instrumento que debe cuantificar los daños y pasivos causados por la explotación y exploración de hidrocarburos al medio ambiente, a la salud de la población y a los fondos superficiales, debiendo determinar los potenciales costos de remediación y reparación que pueden suscitarse como consecuencia del cumplimiento de una serie de objetivos que la misma norma establece (v.gr. limpieza general de las superficies de los yacimientos, remediación del subsuelo por derrames de petróleo, repoblamiento vegetal y forestal de las zonas desertificadas, remediación y preservación de fuentes naturales de agua potable, etc.). Asimismo, el Plan tiene por finalidad la formulación de un diagnóstico de la situación medioambiental y la estimación de las consecuencias que conlleva la continuidad de las operaciones.

Este Plan funciona como una previsión de mínima, y en forma complementaria, no significando un límite a la responsabilidad patrimonial establecida por otras normas concordantes. Al respecto, vale mencionar que la Ley establece un sistema de denuncias por hechos de contaminación producidos como consecuencia de las operaciones realizadas por las operadoras de yacimientos de hidrocarburos, ante la Autoridad de Aplicación.

Implicancias para el Proyecto

Verificada la generación de residuos especiales en los términos de la Ley M N° 3250, conforme las indicaciones de los Anexos de esta norma, corresponderá la inscripción en el Registro de Generadores, Transportistas y Operadores de residuos especiales. Asimismo, deberá llevarse un Registro de las Operaciones y Residuos (ROR), rubricado por el responsable del establecimiento y un profesional en la materia, el cual deberá estar a disposición de las inspecciones que a cualquier día y hora determine la autoridad de aplicación.

En caso de ocuparse del transporte de estos residuos, o de la eliminación en propia planta, será considerada, además, operador y por ello se deberá formalizar la inscripción en dicha categoría en el mencionado Registro.

Durante la etapa de obra y operación, el proyecto deberá cumplir con las exigencias de gestión de residuos especiales, según las medidas a ser definidas en el PGA, en un todo coherente con las prescripciones de la Ley citada (v.gr. adoptar medidas tendientes a disminuir su cantidad, separarlos adecuadamente y no mezclar los incompatibles entre sí, almacenarlos y eliminarlos de acuerdo con lo legalmente establecido, promover la recuperación, etc.).

Asimismo, en caso de advertirse en algún momento la existencia de un sitio contaminado en razón de la actividad propia del proyecto, deberá formularse un Plan de Remediación Ambiental, en los términos de la Ley Nº 4682.

3.2.14.3 Residuos Patogénicos

Es la Ley R Nº 2599 la que regula toda actividad sanitaria, pública o privada, cuyo desenvolvimiento implique la producción de residuos o desechos de cualquier especie, susceptibles de representar un peligro para la seguridad, salubridad y/o higiene de la población de la localidad en que se desarrolla, por sus características patológicas o contaminantes.

Según esta norma, todo establecimiento o servicio médico o sanitario habilitado en territorio de la provincia, que produzca residuos o desechos patológicos o contaminantes, deberá proveer los medios para su eliminación o procesamiento. El proceso de tratamiento y eliminación de residuos contaminantes y patológicos deberá garantizar la salud y la seguridad de la población y de los trabajadores en él involucrados, estableciendo condiciones de trabajo adecuadas para dicho propósito y mecanismos y procedimientos tecnológicamente aptos, de acuerdo con las necesidades de cada producto, para evitar riesgos innecesarios y asegurar el resultado más eficaz.

Implicancias para el Proyecto

La consideración de esta Ley adquiere virtualidad en el caso de instalarse una sala de atención médica en el obrador durante la etapa de construcción, o luego durante la etapa de operación en caso de contar con servicio médico o consultorio in situ. Deberán disponerse adecuadamente los residuos patogénicos mediante la contratación de empresas autorizadas para su retiro, transporte, tratamiento y disposición final.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
1129
FOLIO N°

3.3 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL EN LA PROVINCIA DE RIO NEGRO

El organismo clave en el procedimiento de EIA en la Provincia de Río Negro, es la Secretaría de Ambiente y Cambio Climático, la cual depende directamente del Gobernador de la provincia, con rango y jerarquía de Ministerio.

Las competencias de esta Secretaría se indican en la Ley Provincial de Ministerios N° 5683, específicamente en el artículo 22 b). Allí, entre muchas otras incumbencias de orden ambiental, se destacan específicamente la de "Entender en todo lo relativo a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de recursos minerales e hidrocarburos" (punto 4) y la de "Entender en lo relativo a los proyectos, programas, acciones y todo lo inherente a la planificación, ejecución y control de obras relacionadas con Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Gas Natural Licuado (GNL)" (punto 6).

Asimismo, existen otros organismos con competencias sectoriales o que pueden intervenir ante situaciones puntuales en el EsIA. Tal es el caso de la Secretaría de Turismo, dependiente del Ministerio de Gobierno, Trabajo, Modernización y Turismo, en lo referente a la aplicabilidad de la comentada Ley Provincial Q Nº 2951 referencie al aprovechamiento de la zona costera. De igual modo, el Departamento Provincial de Aguas (DPA), dependiente del Ministerio de Obras y Servicios Públicos, resulta competente en lo vinculado al uso y afectación de los recursos hídricos.

4. MARCO LEGAL INSTITUCIONAL A NIVEL MUNICIPAL: DEPARTAMNTO DE SAN ANTONIO OESTE

4.1 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL

La Municipalidad de San Antonio Oeste posee una estructura administrativa en la cual la Intendencia es asistida, esencialmente y en lo que al presente proyecto compete, por la Secretaría de Planificación y Desarrollo Sustentable, conforme dispone la Ordenanza N° 7119 del 9 de diciembre de 2023[23].

En materia puramente ambiental, quien resulta específicamente competente es la Subsecretaría de Desarrollo Sustentable, cuyos objetivos y funciones consisten en: proponer políticas y diseñar planes, programas y proyectos tendientes a mejorar y preservar la calidad ambiental; prevenir los efectos nocivos o peligrosos que las actividades antrópicas generan sobre el ambiente para posibilitar la sustentabilidad ecológica, económica y social del desarrollo; proponer el dictado y actualización de normas de regulación y conservación del ambiente; velar por el cumplimiento de las normas en materia de regulación y control del ambiente; desarrollar y revisar sistemas de mediciones e indicadores de desarrollo sostenible; fomentar la participación social en los procesos de toma de decisión; establecer procedimientos y mecanismos adecuados para la minimización de riesgos ambientales, para la prevención y mitigación de emergencias ambientales y para la recomposición de los daños causados por la contaminación ambiental; facilitar el acceso a la información ambiental; entre otros.

Vale agregar que la Ordenanza en comentario ha asignado como objetivos y funciones de la Agencia de Turismo, Cultura y Deportes, la de Preservar los recursos naturales y el medio ambiente, así como la de "Coordinar planes y acciones con las Secretarías de Turismo Provincial y Nacional e intervenir conjuntamente con dichos organismos en la elaboración y aplicación de las normativas que afecten el desarrollo de las actividades turísticas". De ahí que, pese a no tratarse del área específica, esta competencia le permitirá inmiscuirse en aspectos ambientales del proyecto que pudieran tener la virtualidad de afectar actividades de orden turístico.

Lo expuesto, claro está, lo es sin perjuicio de la necesaria intervención de otras áreas municipales en aspectos distintos de los puramente ambientales, pero vinculados al proyecto. En algunos casos, se tratará de organismos dependientes de la misma Secretaría de Planificación y Desarrollo Sustentable, como en el caso de la Dirección de Tierras, que entre sus objetivos tiene -por ejemplo- el de atender todos los trámites relacionados con los actos de administración y/o disposición de tierras fiscales. Lo propio ocurre en el caso de la Jefatura de Catastro, que lleva el Catastro Territorial de la Municipalidad de San Antonio Oeste, el registro del estado parcelario de los inmuebles de su jurisdicción y constituye la base de su sistema inmobiliario desde el punto de vista tributario y de policía y ordenamiento administrativo de la propiedad.

También vale mencionar que, de acuerdo al caso, podría tener cierta intervención la Dirección de Servicios Públicos, dependiente de la Secretaría de Servicios Públicos, como es en lo atinente a las Secciones de Mantenimiento de la Vía Pública; Recolección de Residuos Urbanos y Barrido; de Forestación y de Espacios Verdes; y de Muelles. Si bien estas áreas se ocupan de la prestación de servicios públicos, la mencionada Dirección tiene facultades control y mantenimiento que puede tener como contrapartida la existencia de obligaciones para el particular

[23] Texto disponible en: https://sanantoniooeste.gob.ar/ordenanza-n-o-7119-organigrama-municipal-sesion-09-de-dicimbre-2023/

Los datos de contacto de las principales dependencias que conforman el Gabinete Municipal pueden consultarse en: https://sanantoniooeste.gob.ar/gabinete-municipal/

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
113
FOLIO N°

4.2 COMISIÓN MUNICIPAL DE ECOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE DE SAN ANTONIO OESTE

Resulta pertinente señalar que por Ordenanza N° 547 se crea la Comisión Municipal de Ecología y Medio Ambiente de San Antonio Oeste, la que tiene por objetivos difundir, promover, asesorar y colaborar en la aplicación de las normativas nacionales, provinciales y municipales vigentes y futras en materia medioambiental en esa región, en el marco del desarrollo sustentable; formular programas de difusión y educación ambiental; prevenir y controlar la contaminación del aire, agua y suelo del ejido municipal; conservar la flora, fauna y patrimonio paisajístico del ejido municipal, y; elaborar proyecto de ordenanzas y reglamentaciones de materia ambiental, para ser elevadas al Concejo Deliberante para su aprobación; realizar todas las acciones, que dentro del ámbito del tratamiento ambiental, le sean encomendadas a través del Concejo Deliberante.

El Reglamento Interno de la Comisión Municipal de Ecología y Medio Ambiente fue aprobado por Ordenanza N° 566.

De acuerdo a las modificaciones efectuadas por la Ordenanza N° 5405, la mencionada Comisión estará conformada por dos representantes del Poder Legislativo, uno del Poder Ejecutivo Municipal, uno de la provincia, y representantes de las Organizaciones Gubernamentales y Organismos no Gubernamentales. Puede agregarse que esta Ordenanza individualiza como miembros de la Comisión, amén de los representantes de los Estados Municipales y provincial, a un representante de la Fundación Inalafquen, uno del Instituto de Formación Docente, uno de la Escuela de Ciencias Marinas de la Universidad del Comahue, uno del CIMAS, y tres representantes uno por San Antonio Oeste, uno por Las Grutas y uno por el Puerto San Antonio Oeste, elegido por las Juntas Vecinales.

4.3 CARTA ORGÁNICA DE SAN ANTONIO OESTE

San Antonio Oeste cuenta con una Carta Orgánica que desde su Preámbulo ya proclama la protección del medio ambiente para el desarrollo sustentable de las generaciones actuales y futuras. Este instrumento impone a los habitantes del Municipio el deber de preservar el ambiente, evitar su contaminación, participar en la defensa y reparación de los daños causados (Art. 15 inc. 8). Asimismo, dedica un Capítulo a la cuestión ambiental (Capítulo II, Arts. 16 a 19), donde consagra el derecho de todos los habitantes del Municipio a vivir en un medio ambiente sano, equilibrado y adecuado para su desarrollo armónico; participar en los procesos de toma de decisiones legislativas en los temas que afecten al medio ambiente, a través de audiencias públicas, y; acceder a la información municipal que se relacione con el medio ambiente o con las actividades que puedan afectarlo.

La Carta Orgánica también impone deberes al Municipio, tales como propender a la conservación del medio ambiente, incluyendo los recursos naturales sobre los que la municipalidad tenga competencia; incorporar la protección del ambiente y el respeto del paisaje a los planes de ordenamiento territorial y uso del suelo, destacando que todo efecto negativo para el ambiente debe atemperarse con medidas positivas, y; adoptar una política ambiental basada en la preservación, sustentabilidad, defensa y mejoramiento del ambiente, evitando su contaminación, propiciando el uso racional de los recursos naturales y haciendo propios los principios de la Ley Nacional N° 25.675, Ley General del Ambiente.

Finalmente, la Carta reserva para el Municipio la participación en los programas de asistencia técnico-financiera para el estudio y la preservación ambiental que realicen en el ejido organismos provinciales, nacionales o internacionales.

4.4 RESIDUOS

En materia de residuos, la Ordenanza N° 2915 establece de modo diferencial la recolección de residuos inorgánicos en establecimientos comerciales, industriales y edificios públicos, excluyendo de sus alcances a los residuos patógenos, peligrosos y radioactivos, los que deberán manipularse y disponerse finalmente por sus generadores de conformidad con la legislación nacional y provincial vigente. Al respecto, siendo que las instalaciones del proyecto se encontrarán distantes a los centros urbanos, deberá el PGA establecer pautas para la adecuada gestión de los residuos.

Vale agregar a modo complementario, que por Ordenanza N° 4769 se encomienda al Ejecutivo Municipal la promoción de acciones tendientes a generar conciencia ambiental y sensibilización de la población, el hábito de reciclaje, la promoción de huertas orgánicas y cambios de hábitos de consumo, entre otros. Al efecto, se propicia la realización de campañas masivas junto a ONGs.

En otro orden, es importante tener presente que la Ordenanza N° 2141 crea un registro de transportes atmosféricos, y dispone que los mismos deben estar habilitados por el Municipio. Ello, pues de acuerdo al lugar de emplazamiento del proyecto su consideración deviene de singular interés atento la inexistencia de red cloacal en dicho lugar.

4.5 RUIDOS

En San Antonio Oeste, por Ordenanza N° 2386 se establecen los horarios para ruidos molestos provenientes de obras de construcción, imponiendo a los responsables de obra la obligación de solicitar permiso (con 72 horas de anticipación) en forma fehaciente para ciertas obras. Por su parte, la Ordenanza N° 2521 prohíbe producir, causar, estimular o provocar ruidos molestos cualquiera sea su origen, cuando por razones de hora y lugar o por su calidad de grado de intensidad se perturbe o pueda perturbar la tranquilidad o reposo de la población o causar perjuicios o molestias de cualquier naturaleza u origen. No obstante, las normas de referencia se relacionan con las emisiones sonoras en centros urbanos o urbanizados, por lo que teniendo en cuenta la ubicación del proyecto, no se advierten implicancias para el mismo.

4.6 ORDENAMIENTO DEL TERRITORIO

Es la Ley Nº 900 de la Provincia de Río Negro la que determina el ejido municipal de San Antonio Oeste, lugar en el que se emplaza el proyecto. Luego, por Ordenanza 4683 del Concejo Deliberante de San Antonio Oeste se aprueba el Código de Ordenamiento Territorial (y asimismo el Código de Edificación) de dicho ámbito geográfico. Este Código tiene por objeto regular los usos, edificabilidades, subdivisión y ocupación del suelo urbano y normas para protección del hábitat, para las localidades de San Antonio Oeste, San Antonio Este, Las Grutas y el Cruce (Rutas 3 y 251), así como las áreas suburbanas y rurales de jurisdicción municipal, conforme indica la Ley Provincial Nº 900.

El Código de Ordenamiento Territorial de San Antonio Oeste, amén de establecer los distritos de zonificación del territorio (como todo Código o Ley de ordenación territorial), distinguiéndolos según el destino, usos, actividades prohibidas y permitidas; se ocupa especialmente de distintas medidas de protección del ambiente, así como de ciertas zonas de interés ambiental. Se establece la salvaguarda del ambiente cómo política territorial y, a la vez, como obligación de los habitantes, planteando variados objetivos -generales y específicos- en este sentido.

Particular relevancia adquiere la definición de catorce Unidades Ambientales que presentan cualidades particulares y potencialidades que las diferencian y caracterizan, según su condición natural, paisaje, organización espacial e interrelación. Esta clasificación permite establecer para cada una de ellas las exigencias y condicionantes localizacionales para el desarrollo de las distintas actividades, residenciales, productivas y de servicios, los programas específicos para sanearlas y protegerlas, y/ o proyectos particulares para intervenir en ellas.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 114

El Código clasifica el territorio en distintos tipos de áreas y zonas, que contemplan las caracterizaciones, pautas y parámetros tales como carácter, usos, constructividades y densidades a fin de la regulación de ordenamiento territorial según cada una de ellas. Las áreas en las que se divide el territorio municipal pueden ser:

1. Áreas ambientalmente protegidas: Son las que se encuentran con restricciones de edificabilidad y usos, para las protecciones ambientales definidas, que se subdividen en unidades ambientales.

2. Áreas Urbanas: Se trata del territorio municipal que se encuentra dentro de los ejidos urbanos, destinadas al desarrollo de usos vinculados con la residencia, las actividades terciarias y secundarias compatibles de asentamientos poblacionales.

3. Áreas Rurales: Resultan ser todo territorio municipal que no se encuentre incluido en el Área Urbana ni como Unidad Ambientalmente Protegida, y se encuentra destinada a la explotación agrícola-ganadera, o minera, pudiendo desarrollarse sobre ellas normas específicas de ordenamiento territorial.

Las áreas ambientales protegidas se distinguen, a su vez, en:

1. Unidades de Sensibilidad Ambiental, que son aquellos recortes territoriales identificados como riberas, playas, parques dunares, áreas de relictos de montes, marismas, cañadones y acantilados que se despliegan en el territorio del Municipio (Unidades Ambientales 1 a 5).

2. Unidades de Vulnerabilidad ante actividades Antrópicas, las que son aquellos recortes territoriales donde el agro-ecosistema predominante y el sistema productivo en general presentan diversos niveles de afectación derivados de los procesos localización de actividades productivas y de servicios y de actividades residenciales, en los que se reconoce la existencia de fragmentos artificializados por antropización, que tienen una localización precisa y extensiones acotadas (Unidades Ambientales 6 a 13).

3. Unidades que comprenden Zonas Rurales No Afectadas, que son aquellos recortes territoriales reconocidos como áreas relevantes ubicados en zonas rurales que no quedan comprendidas dentro de ninguna de las unidades previamente delimitadas (Unidad Ambiental 14).

Respecto de cada una de estas Unidades, el Código las delimita, indica los usos posibles y formas de intervención, se establecen requisitos para la localización de actividades, se disponen prohibiciones y se determina la necesidad de elaborar un Plan de Manejo a su respecto.

Corresponde aquí abrir un paréntesis para mencionar la figura de los Convenios Urbanísticos. Estos consisten en acuerdos celebrados entre el Ejecutivo y los particulares y/u organizaciones de la sociedad civil para la generación de proyectos con normas especiales. Estos se inician a propuesta de los interesados y, previa verificación por parte de la Autoridad de Aplicación se convocará a Audiencia Pública, para luego determinarse su aprobación, rechazo o modificación. En este sentido, es importante remarcar que el Código asigna suma relevancia a las Audiencias Públicas en general, exigiéndola cada vez que se pretenda modificar este Código y/o la generación de normas especiales cuya superficie exceda de una hectárea.

En la misma sintonía de tutela ambiental, el Código prescribe la necesidad de implementar buenas prácticas ambientales para los sectores productivos y de servicios, entendiendo a las mismas como un conjunto de comportamientos adecuados y prioritarios para los distintos subsectores involucrados. Particularmente, se establecen preceptos a cumplir por parte del Sector de la Industria de la Transformación.

En igual sentido, y de modo maximizador, el Código incluye un Título especial (Título 3) dedicado a la protección patrimonial, cultural y ambiental, donde se atribuye al Municipio la facultad de llevar a cabo las acciones, programas y regulaciones para la protección patrimonial, sea edilicia, paisajística, cultural y/o ambiental.

Implicancias para el Proyecto

Conforme establece el Código de Ordenamiento Territorial de San Antonio Oeste, será obligatorio requerir "Permiso de Uso y/o Construcción" para usar y/o construir una parcela, edificio, estructura, instalación o parte de ellas, con destino a cualquiera de las actividades de uso del suelo.

En este sentido, y si bien corresponderá validarlo con la autoridad municipal, el **proyecto se emplazaría en el Área Rural de Jurisdicción Municipal. La misma comprende el área no zonificada ni expresamente indicada en el Código**, quedando sujetas a las especificaciones de uso, ocupación y subdivisión dictadas por el entonces Ministerio de Agricultura, Ganadería y Minería de Río Negro (hoy Ministerio de Desarrollo Económico y Productivo), como así también deberá ajustarse a las directivas y pautas fijadas por la Secretaría de Planificación de la Municipalidad de San Antonio Oeste (hoy Secretaría de Planificación y Desarrollo Sustentable) referidas y a las exigencias y condicionantes localizacionales establecidos en el apartado de protección ambiental.

En cuanto a la clase de uso, de acuerdo con el mencionado Código, el proyecto se englobaría dentro de los usos "Productivos" como "Actividades Industriales". Estas últimas resultan ser aquellas categorizadas según lo prescripto por la Resolución Nº 1639/2007 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación que establece el listado de rubros comprendidos y las categorías de industrias y actividades de servicios según su nivel de complejidad ambiental. Dicha clasificación se utiliza para el reconocimiento de las industrias riesgosas y la definición de los alcances de los seguros ambientales.

Por último, es importante considerar que, si bien el Código en comentario se encuentra vigente, en un caso particular se declaró la inconstitucionalidad de la totalidad de la Ordenanza 4683 (que aprueba los Códigos de Ordenamiento Territorial y de Edificación), por considerarse que la misma se halla en pugna con la Carta Magna Provincial. Esto ocurrió en el fallo "FISCAL DE ESTADO DE LA PROVINCIA DE RIO NEGRO S/ ACCION DE INCONSTITUCIONALIDAD (ORDENANZA Nº 4683 MUNICIPALIDAD DE SAN ANTONIO OESTE)" (Expte.N°28129/15-STJ-), Superior Tribunal de Justicia (STJ) de Río Negro, sentencia del día 16 de mayo de 2017. El caso de mención adquiere particular interés para el proyecto, por cuanto el STJ se remarcó la preeminencia de la legislación tuitiva ambiental de orden nacional y provincial, por sobre la municipal. De ahí la necesidad de respetar la verticalidad del sistema de legalidad ambiental de nuestro país.

4.7 CONSIDERACIONES FINALES SOBRE LA NORMATIVA MUNICIPAL

Es importante tener presente que, cómo se ha podido apreciar, la normativa municipal no abarca todas y cada una de las cuestiones vinculadas a la gestión ambiental, y que muchas de las regulaciones se orientan a los aspectos ambientales propios de la planta urbana. Esta situación es propia de muchos municipios de nuestro país.

No obstante, y atendiendo a las jerarquías normativas, y distribución de competencias ambientales explicadas al momento de analizar el sistema de legalidad ambiental nacional, es menester tener presente que las regulaciones municipales habrán de ser vistas como complementarias de las provinciales y nacionales. De ahí que, de existir lagunas normativas en el ámbito municipal, habrá que estarse a las disposiciones de las normas nacionales (especialmente de presupuestos mínimos de protección ambiental) y provinciales ambientales.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
115
FOLIO N°

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 4: Descripción del Proyecto

Octubre 2024

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO Nº

CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN 5
2. UBICACIÓN DEL PROYECTO 8
2.1 FLNG 9
2.2 CABECERA DEL GASODUCTO 9
2.3 TRAMO TERRESTRE DEL GASODUCTO 10
2.4 CENTRO DE SOPORTE LOGÍSTICO 15
3. INSTALACIONES PREXISTENES 16
3.1 PLANTA COMPRESORA SAN ANTONIO OESTE 16
3.2 PUERTO SAN ANTONIO ESTE 16
4. INSTALACIONES ON-SHORE 17
4.1 CABECERA DEL GASODUCTO 20
4.1.1 Planta Compresora 21
4.2 GASODUCTO: TRAMO TERRESTRE 21
4.3 CENTRO DE SOPORTE LOGÍSTICO 23
5. INSTALACIONES OFF-SHORE 24
5.1 GASODUCTO: TRAMO SUBMARINO 26
5.2 DISPOSITIVO DE AMARRE SPM 27
6. UNIDAD FLOTANTE DE LICUEFACCIÓN – FLNG 28
6.1 PROCESO DE LICUEFACCIÓN 31
6.2 SISTEMAS Y PROCESOS AUXILIARES 37
6.3 FASES OPERATIVAS 42
6.3.1 Posicionamiento del Buque FLNG 42
6.3.2 Puesta en Marcha y Ensayos 42
6.3.3 Descarga de GNL 43
6.3.4 Operaciones de Apoyo 44
6.4 ASPECTOS OPERATIVOS 45
6.4.1 Generación de Energía y Consumo Energético 45

6.4.2 Insumos Principales 47
6.4.3 Provisión y Consumo de Agua de Mar 49
6.4.4 Generación y Tratamiento de Efluentes 50
6.4.5 Agua de Lastre 53
6.4.6 Generación y Gestión de Residuos 53
6.4.7 Emisiones Gaseosas 55
6.4.8 Emisiones Fugitivas 56
6.4.9 Generación de Ruido 57
6.4.10 Contaminación Lumínica 57
6.4.11 Requerimiento de Personal 58
6.5 ASPECTOS DE SEGURIDAD 58
6.5.1 Seguridad del Buque FLNG 58
6.5.2 Facilidades y Equipamiento FLNG Hilli 59
6.5.3 Zona de Exclusión 62
6.5.4 Comunicación 62
6.5.5 Monitoreo Condiciones Climáticas 62
6.5.6 Acceso al Buque FLNG 63
6.5.7 Buques Metaneros 63
6.5.8 Seguridad de los Buque Metanero 65
6.5.9 Lineamientos para la Coordinación de Operaciones entre la FLNG y los Buques Metaneros 66
6.6 OTRAS INSTALACIONES 68
6.6.1 Alojamiento 68
6.6.2 Servicio Médico y Primeros Auxilios 68
6.6.3 Laboratorio 68
6.7 CIERRE Y DESMANTELAMIENTO DE LA UNIDAD FLNG 68
7. ETAPA CONSTRUCTIVA 69
7.1 CRONOGRAMA DE OBRAS 69
7.2 OBRADORES Y DEPÓSITOS TEMPORALES 69
7.3 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE LA CABECERA DEL GASODUCTO 70
7.3.1 Obras Civiles y Edificaciones 70

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 117

7.4 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL TRAMO TERRESTRE DEL GASODUCTO 70
7.4.1 Características de la Cañería 70
7.4.2 Descripción de las Actividades de Tendido 71
7.4.3 Lineamientos para Tareas Constructivas 72
7.5 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL TRAMO SUBMARINO DEL GASODUCTO 77
7.5.1 Metodología Constructiva 77
7.5.2 Equipos 86
7.6 APECTOS CONSTRUCTIVOS DEL DISPOSITIVO DE AMARRE SPM 90
7.7 MANO DE OBRA 90
7.8 INSUMOS Y SERVICIOS 91
7.9 EFLUENTES Y RESIDUOS 91
8. ETAPA OPERATIVA 93
8.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL 93
8.2 DATOS DE PRODUCCIÓN: CONSUMOS Y CAUDALES 94
8.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL FLNG 95
8.4 CAUDAL DE DISEÑO 96
8.4.1 Análisis Volúmenes y Consumos 96
8.4.2 Análisis de la Producción FLNG 96
8.5 MANTEMIENTO DE LAS INSTALACIONES ON-SHORE 98
8.5.1 Funcionamiento de la Cabecera del Gasoducto 98
8.6 SOPORTE LOGÍSTICO DE LA FLNG 98
8.7 PERSONAL 99
9. CIERRE Y ABANDONO 100

1. INTRODUCCIÓN

El Proyecto FLNG en el Golfo San Matías (Proyecto FLNG GSM) es un proyecto de SOUTHERN ENERGY que consiste en la instalación de una unidad flotante de licuefacción (FLNG) de gas natural para la producción y la exportación de gas natural licuado (GNL) con una capacidad nominal de 2,4 millones de toneladas por año (MTPA).

El suministro de gas natural a la FLNG se realizará mediante un gasoducto desde la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO, operada por TGS), que recibe el gas transportado por el Gasoducto General San Martín (GGSM).

El gasoducto proyectado estará constituido por un tramo terrestre y un tramo submarino hasta la FLNG. El tramo terrestre del gasoducto (14-15 km aprox.) se iniciará en las instalaciones de cabecera, adyacente a la Planta Compresora San Antonio Oeste, y finalizará en un punto sobre la costa (Tie-In), desde donde se iniciará el tramo submarino del gasoducto (4,5-7 km aprox.), que se prolongará hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.

La FLNG estará fondeada en el Golfo San Matías, a aproximadamente 4,5-7 km de la costa, y es donde se llevará a cabo el proceso de licuefacción. La licuefacción implica el enfriamiento del gas natural (que a temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso) hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) (cuando pasa a estado líquido), para reducir su volumen y permitir así su almacenamiento y transporte a través de buques.

El producto GNL (gas natural en estado líquido) se trasvasará desde la FLNG a buques metaneros (buques *carriers*) para su despacho, mediante una operación conocida como *ship to ship* (transferencia de carga entre buques).

El Proyecto FLNG GSM está diseñado en una primera etapa para un caudal de gas natural de 12 MMSCMD[1].

Así, el Proyecto FLNG GSM objeto del presente Estudio de Impacto Ambiental, comprende:

- La infraestructura local para abastecer con gas natural a la FLNG.
- El sistema de amarre de la FLNG.
- Los servicios de soporte a la FLNG.
- La operación de la FLNG para la producción de GNL.
- La recepción y la carga de buques metaneros para su exportación.

Los principales componentes del Proyecto FLNG GSM en esta instancia, son:

- ❖ Instalaciones *on shore*:
  - Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
  - Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.
- ❖ Instalaciones *off shore*:
  - Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.

[1] Mil millones de metros cúbicos estándar por día (MMSCMD, por sus siglas en ingles).

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
118
FOLIO N°

- Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[2] de profundidad.

❖ FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

El FLNG que se utilizará es el HILLI EPISEYO de la empresa GOLAR, el que opera como tal desde el año 2018.

Figura 1. Golar Hilli Episeyo FLNG.

Figura 2. Buque metanero abarloado a Golar Hilli Episeyo FLNG para la carga de GNL.

El Proyecto FLNG GSM se emplazará en la provincia de Río Negro, a 35 km al sur de la localidad de Las Grutas. La FLNG se ubicará en las aguas del Golfo San Matías a 4,5-7 km de la costa. Por su parte, el Centro de Soporte Logístico del proyecto se ubicará en el Puerto San Antonio Este.

[2] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

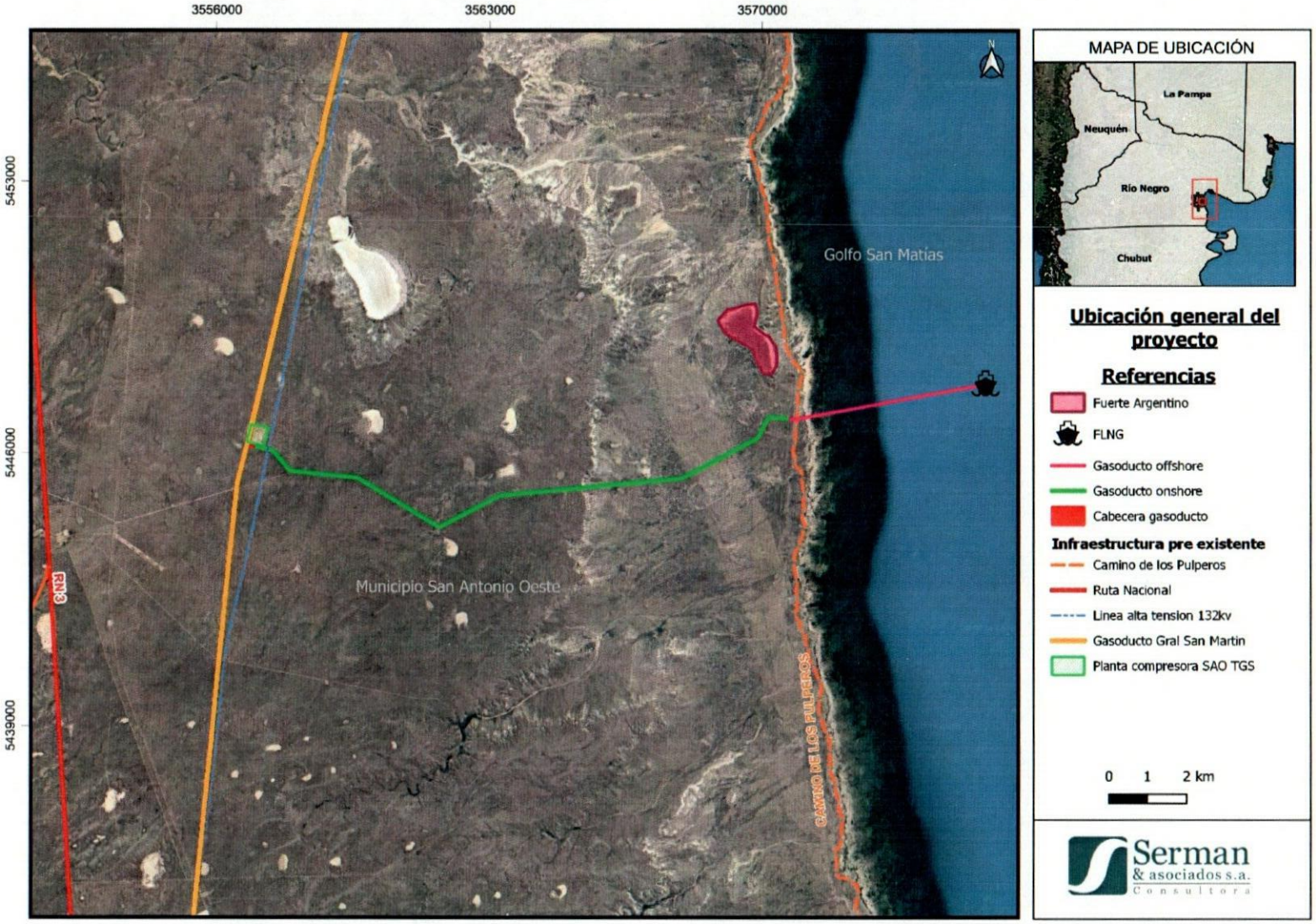


Figura 3. Ubicación del Proyecto FLNG en Golfo San Matías, Provincia de Río Negro.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
118
FOLIO Nº

2. UBICACIÓN DEL PROYECTO

La ubicación del proyecto y sus principales componentes responde a una serie de estudios previos vinculados a: i) los requerimientos operativos y de seguridad de la FLNG, que definen su sitio de amarre; y ii) las facilidades para el abastecimiento de gas natural desde el sistema de transporte existente, que definen el punto de captación.

En 2023 se llevó a cabo un Estudio de Sitio (Serman & Asoc., 2023) donde se recopiló información basada en datos antecedentes y conocimiento local para una selección de posibles sitios para la ubicación de la FLNG en Argentina, con el fin de brindar herramientas para la toma de decisiones relacionadas con la ejecución del proyecto.

La selección de los posibles sitios fue definida por SOUTHERN ENERGY en el Golfo San Matías, el Golfo San Jorge y el Estuario de Bahía Blanca.

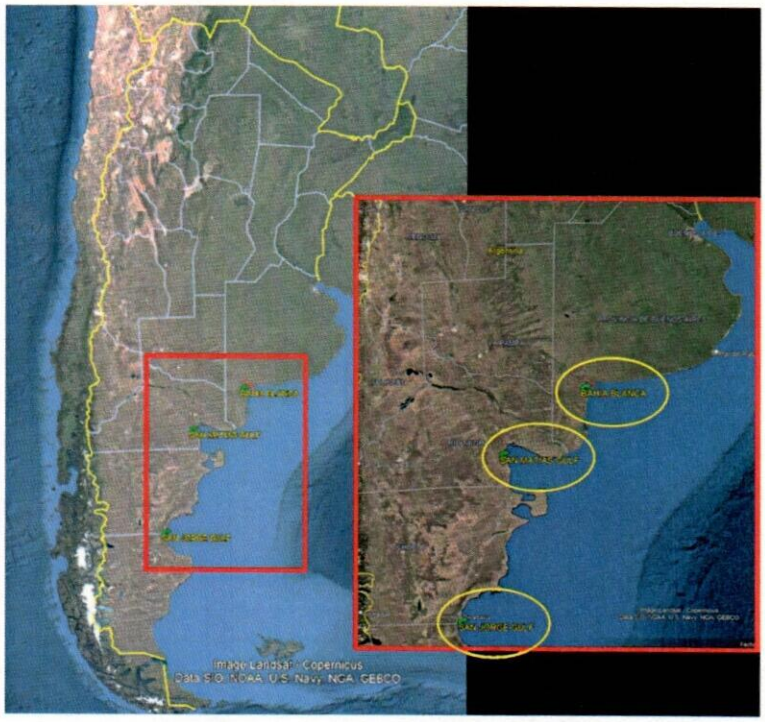


Figura 4. Sitios analizados en el Estudio de Sitio. Tomado de Serman & Asoc. (2023).

En este estudio se analizaron datos metoceánicos, profundidades naturales y accesos náuticos, infraestructura portuaria existente y tráfico naval, características del agua y los sedimentos y aspectos socio-ambientales de estos sitios.

De acuerdo a las conclusiones de este estudio, no se han detectado obstáculos potencialmente críticos en este ámbito de análisis para ninguno de los sitios analizados, a excepción de algunos datos metoceánicos (corrientes y vientos en el Estuario de Bahía Blanca, y oleaje y vientos en el Golfo San Matías y el Golfo San Jorge) que deberán ser analizados en profundidad en términos operativos de la FLNG. No obstante, este estudio no analizó la viabilidad técnica de la conectividad a la FLNG con el sistema de transporte de gas natural de Argentina.

Finalmente, la ubicación propuesta para el proyecto fue definida por SOUTHERN ENERGY y se sitúa en el Golfo San Matias, frente a las costas de la provincia de Río Negro, aproximadamente a 35 km al sur de la localidad de Las Grutas.

2.1 FLNG

La ubicación definitiva de la FLNG se define en función de las condiciones de borde impuestas por el buque GOLAR HILLI EPISEYO FLNG y la batimetría, las condiciones del lecho y las condiciones oceanográficas (condiciones de marea, olas, vientos y corrientes) del sitio.

Este punto queda definido por el punto de amarre de la FLNG, el cual consiste en un SPM (por sus siglas en inglés *Single Point Mooring*). Considerando que el sistema de amarre permite una rotación de 360° de la embarcación, se busca garantizar la profundidad mínima de operación (-20 m) en todo el borneo, quedando definida la posición del SPM a una profundidad aproximada de -35 mLAT[3].

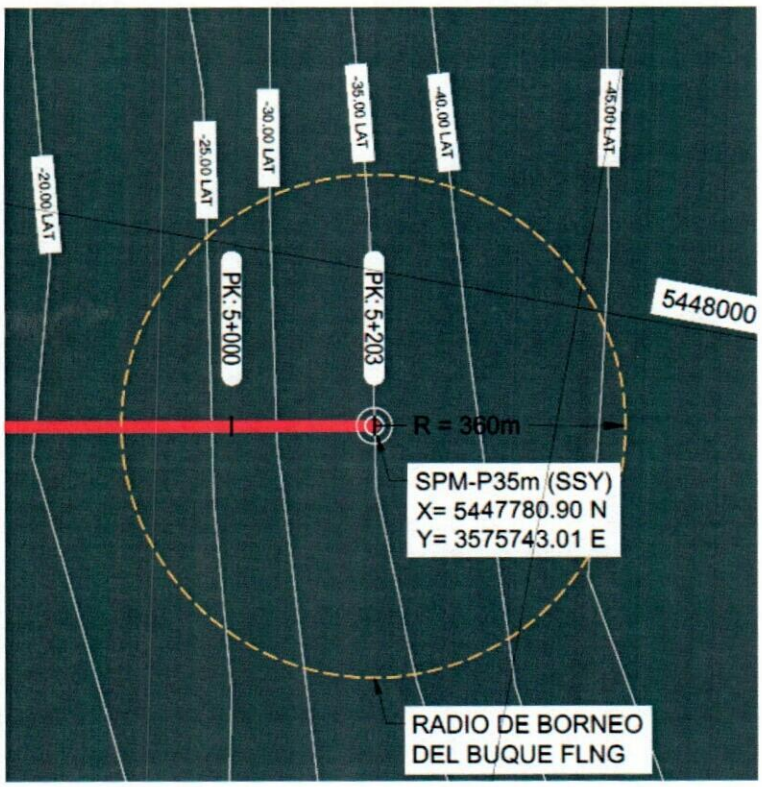


Figura 5. Ubicación del dispositivo de amarre SPM de la FLNG.

Como no se registran posibles obstrucciones al ducto submarino, como pueden ser plataformas preexistentes, zonas de pesca, naufragios u otras restricciones ambientales o geotécnicas, se proyecta un trazado recto para el ducto submarino desde punto de amarre de la FLNG (SPM) hasta la costa, que implique la menor distancia posible.

En función de la información disponible, la distancia entre el SPM y la costa será entre 4,5-7 km. La posición exacta del SPM será definida en la etapa de Ingeniería de Detalle.

2.2 CABECERA DEL GASODUCTO

La ubicación de la cabecera del gasoducto ha sido definida en función de la ubicación de la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO), y en particular, al punto tentativo de conexión definido sobre la cañería descarga de turbo compresores que se conecta al *loop* del Gasoducto General San Martín (GGSM).

[3] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
120
FOLIO N°

En tal sentido, el predio para la ubicación de la cabecera se encuentra adyacente al límite sur-oeste del predio de la PC SAO, con acceso al camino que sirve de acceso a la PC SAO desde la Ruta Nacional 3.

Las instalaciones de la cabecera del gasoducto cumplen con las distancias de seguridad establecidas en la norma NAG-100 y su plexo normativo (Código NAG), estando el punto tentativo de conexión de TGS a una distancia superior a 100 metros al límite de la instalación.

En la Figura 6 se muestra la ubicación aproximada del predio con relación a la PC SAO. Se ha incluido en la imagen el predio destinado a la futura Planta Compresora que abastecerá de presión suficiente al sistema para alimentar el proceso de licuefacción (70 kgf/cm^2), aunque dicha instalación no se encuentra comprendida dentro del alcance del presente Estudio de Impacto Ambiental.

La superficie total para la Cabecera, incluyendo el predio estimado para la futura Planta Compresora, se estima en 16 hectáreas (400 m x 400 m).

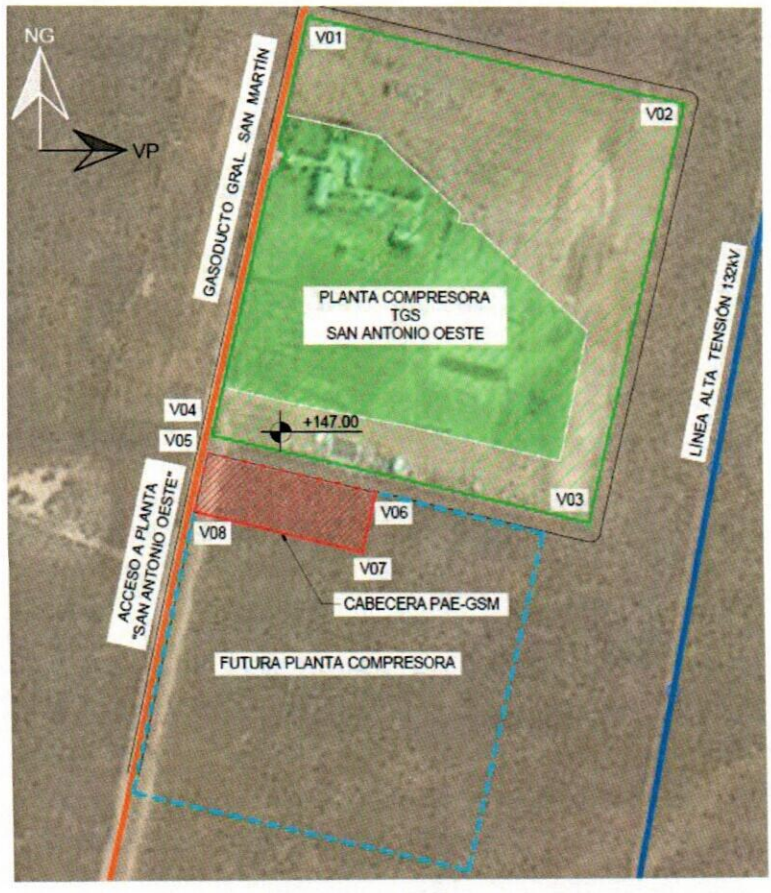


Figura 6. Ubicación del predio de Cabecera del Gasoducto.

2.3 TRAMO TERRESTRE DEL GASODUCTO

A partir de la ubicación de la Planta Compresora San Antonio Oeste y el punto de amarre de la FLNG (SPM), se llevó a cabo un Estudio FODA desarrollado por Worley (2024) para el análisis de alternativas para el trazado del tramo terrestre del gasoducto.

A continuación, se presentan los resultados de dicho análisis.

Criterios	F	O	D	A
Longitud total (m)	x		x	
% Long paralelo a camino		x		
% Long no paralelo a camino				x
% fuera predio PAE			x	
% dentro predio PAE	x			
Desnivel a lo largo de la traza		x		x
Pendiente max en barda		x		x
Cruce Interferencias Caminos		x		x
Cruce picada o huellas		x		x
Cruce Línea Eléctrica		x		x
Cruce Escurrimiento		x		x
Cruce Barda		x		x
Total de Interferencias		x		x
Costos de mano de obra	x		x	
Costo de materiales	x		x	
Posición de traza en terreno privado	x		x	
Interferencia con futura planta liquefacción		x		x

TABLA DE CLASIFICACION	
3	Ideal - Mejor Imposible - Genial
2	Aceptable, no generara problemas graves
1	Expectativa mejorable
0	Puede generar problemas

Interna: Por definición
Externa: Condiciones del Lugar

Fortalezas:	Aspectos o caracteristicas internas que representan ventajas para alcanzar los objetivos del proyecto	+
Oportunidades:	Situaciones, recursos o caracteristicas externas que podemos aprovachas para lograr la meta del proyecto	+
Debilidades:	Aspectos o caracteristicas internas que representan desventajas para alcanzar los objetivos del proyecto pero que están al alcance para superarlas, reducirlas o vivir con ellas.	-
Amenazas:	Aspectos o caracteristicas externas que representan desventajas para nuestro proyecto, sobre las cuales no tenemos control directo, pero debemos diseñar estrategias para minimizar el impacto	-

Figura 7. Análisis FODA para alternativas de traza del trao terrestre del gasoducto. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

Figura 8. Alternativas de traza del gasoducto. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
121
FOLIO Nº

	Longitud					Modelo Digital Terreno								Cruce con interferencias					
	Longitud total (m)	Respecto a caminos		Respecto a predio		Cota (m)						Pendiente (grados)							
		% long. paralelo	% long. no paralelo	% fuera predio	% dentro predio	Inicio traza	Fin traza	min	máx	Promedio	Desnivel	max (barda)	promedio	Caminos	Picadas	Linea Electrica	Escurrimiento	Barda	Total interferenci
LÍNEA 1 VERDE	15392.47	29.1	70.9	62.5	37.5	147.97	14.18	12.86	153.38	101.81	140.52	26.82	1.05	4	-	1	6	1	12
LÍNEA 2a AZUL	15309.58	60.6	39.4	85.2	14.8	147.22	14.41	14.41	147.24	98.85	132.83	10.06	1.09	7	4	1	3	1	16
LÍNEA 2b ROJA	15155.93	60.4	39.6	84.2	15.8	147.28	15.85	17.85	147.32	98.37	132.17	10.70	1.05	4	3	1	3	1	12
LÍNEA 3 MAGENTA	14446.15	0.0	100.0	61.2	38.8	147.97	15.08	13.66	148.90	97.23	135.24	29.06	1.17	4	1	1	-	1	7

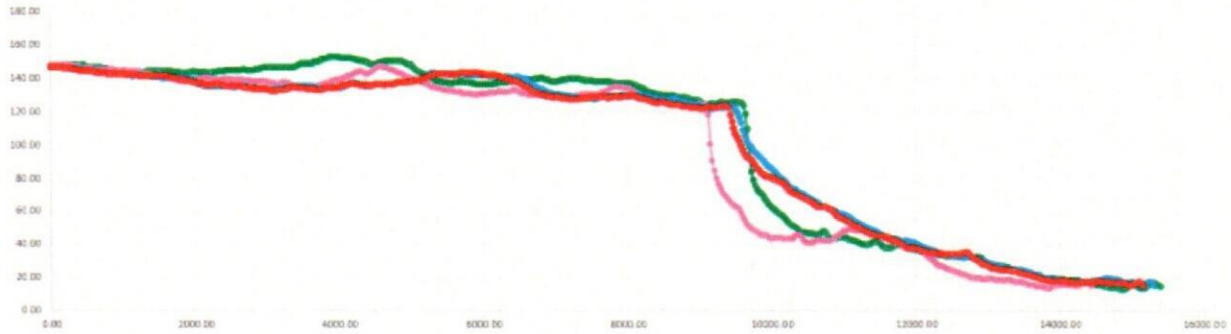


Figura 9. Perfiles de las alternativas de traza del gasoducto. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

Tabla 1. Análisis de Debilidades. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

	Debilidades	Peso (suma 100)	Traza Azul	P x TA	Traza Roja	P x TR	Traza Magenta	P x TM	Traza Verde	P x TV
1	Longitud total (m)	10	1	10	2	20	3	30	0	0
2	% Long paralelo a camino		0	0	0	0	0	0	0	0
3	% Long no paralelo a camino		0	0	0	0	0	0	0	0
4	% fuera predio PAE	10	0	0	0	0	1	10	3	30
5	% dentro predio PAE		0	0	0	0	0	0	0	0
6	Desnivel a lo largo de la traza		0	0	0	0	0	0	0	0
7	Pendiente max. en barda		0	0	0	0	0	0	0	0
8	Cruce Interferencias Caminos		0	0	0	0	0	0	0	0
9	Cruce picada o huellas		0	0	0	0	0	0	0	0
10	Cruce Línea Eléctrica		0	0	0	0	0	0	0	0
11	Cruce Escurrimiento		0	0	0	0	0	0	0	0
12	Cruce Barda		0	0	0	0	0	0	0	0
13	Total de Interferencias		0	0	0	0	0	0	0	0
14	Costos de mano de obra	15	1	15	1	15	3	45	1	15
15	Costo de materiales	15	1	15	1	15	3	45	1	15
16	Posición de traza en terreno privado	50	0	0	0	0	1	50	3	150
17	Interferencia con futura planta licuefacción		0	0	0	0	0	0	0	0
	Suma (D)	100		40		50		180		210

Tabla 2. Análisis de Amenazas. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

	Amenazas	Peso (suma 100)	Traza Azul	P x TA	Traza Roja	P x TR	Traza Magenta	P x TM	Traza Verde	P x TV
1	Longitud total (m)		0	0	0	0	0	0	0	0
2	% Long paralelo a camino	10	3	30	3	30	0	0	2	20
3	% Long no paralelo a camino		0	0	0	0	0	0	0	0
4	% fuera predio PAE		0	0	0	0	0	0	0	0
5	% dentro predio PAE		0	0	0	0	0	0	0	0
6	Desnivel a lo largo de la traza	10	2	20	3	30	1	10	1	10
7	Pendiente max. en barda	10	3	30	2	20	0	0	1	10
8	Cruce Interferencias Caminos	10	1	10	2	20	2	20	2	20
9	Cruce picada o huellas	10	3	30	2	20	2	20	2	20
10	Cruce Línea Eléctrica	5	1	5	1	5	1	5	1	5
11	Cruce Escurrimiento	10	2	20	2	20	3	30	0	0
12	Cruce Barda	5	2	10	2	10	2	10	2	10
13	Total de Interferencias	20	1	20	2	40	3	60	2	40
14	Costos de mano de obra		0	0	0	0	0	0	0	0
15	Costo de materiales		0	0	0	0	0	0	0	0
16	Posición de traza en terreno privado		0	0	0	0	0	0	0	0
17	Interferencia con futura planta licuefacción	10	3	30	3	30	0	0	3	30
	Suma (A)	100		205		225		155		165

Tabla 3. Análisis de Fortalezas. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

	Fortalezas	Peso (suma 100)	Traza Azul	P x TA	Traza Roja	P x TR	Traza Magenta	P x TM	Traza Verde	P x TV
1	Longitud total (m)	10	1	10	2	20	3	30	0	0
2	% Long paralelo a camino		0	0	0	0	0	0	0	0
3	% Long no paralelo a camino		0	0	0	0	0	0	0	0
4	% fuera predio PAE		0	0	0	0	0	0	0	0
5	% dentro predio PAE	10	0	0	0	0	1	10	3	30
6	Desnivel a lo largo de la traza		0	0	0	0	0	0	0	0
7	Pendiente max. en barda		0	0	0	0	0	0	0	0
8	Cruce Interferencias Caminos		0	0	0	0	0	0	0	0
9	Cruce picada o huellas		0	0	0	0	0	0	0	0
10	Cruce Línea Eléctrica		0	0	0	0	0	0	0	0
11	Cruce Escurrimiento		0	0	0	0	0	0	0	0
12	Cruce Barda		0	0	0	0	0	0	0	0
13	Total de Interferencias		0	0	0	0	0	0	0	0
14	Costos de mano de obra	15	1	15	1	15	3	45	1	15
15	Costo de materiales	15	1	15	1	15	3	45	1	15
16	Posición de traza en terreno privado	50	0	0	0	0	1	50	3	150
17	Interferencia con futura planta licuefacción		0	0	0	0	0	0	0	0
	Suma (F)	100		40		50		180		210

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
122
FOLIO N°

Tabla 4. Análisis de Oportunidades. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

Oportunidades		Peso (suma 100)	Traza Azul	P x TA	Traza Roja	P x TR	Traza Magenta	P x TM	Traza Verde	P x TV
1	Longitud total (m)		0	0	0	0	0	0	0	0
2	% Long paralelo a camino	10	3	30	3	30	0	0	2	20
3	% Long no paralelo a camino		0	0	0	0	0	0	0	0
4	% fuera predio PAE		0	0	0	0	0	0	0	0
5	% dentro predio PAE		0	0	0	0	0	0	0	0
6	Desnivel a lo largo de la traza	10	2	20	3	30	1	10	1	10
7	Pendiente max. en barda	10	3	30	2	20	0	0	1	10
8	Cruce Interferencias Caminos	10	1	10	2	20	2	20	2	20
9	Cruce picada o huellas	10	3	30	2	20	2	20	2	20
10	Cruce Línea Eléctrica	5	1	5	1	5	1	5	1	5
11	Cruce Escurrimiento	10	2	20	2	20	3	30	0	0
12	Cruce Barda	5	2	10	2	10	2	10	2	10
13	Total de Interferencias	20	1	20	2	40	3	60	2	40
14	Costos de mano de obra		0	0	0	0	0	0	0	0
15	Costo de materiales		0	0	0	0	0	0	0	0
16	Posición de traza en terreno privado		0	0	0	0	0	0	0	0
17	Interferencia con futura planta licuefacción	10	3	30	3	30	0	0	3	30
	Suma (O)	100		205		225		155		165

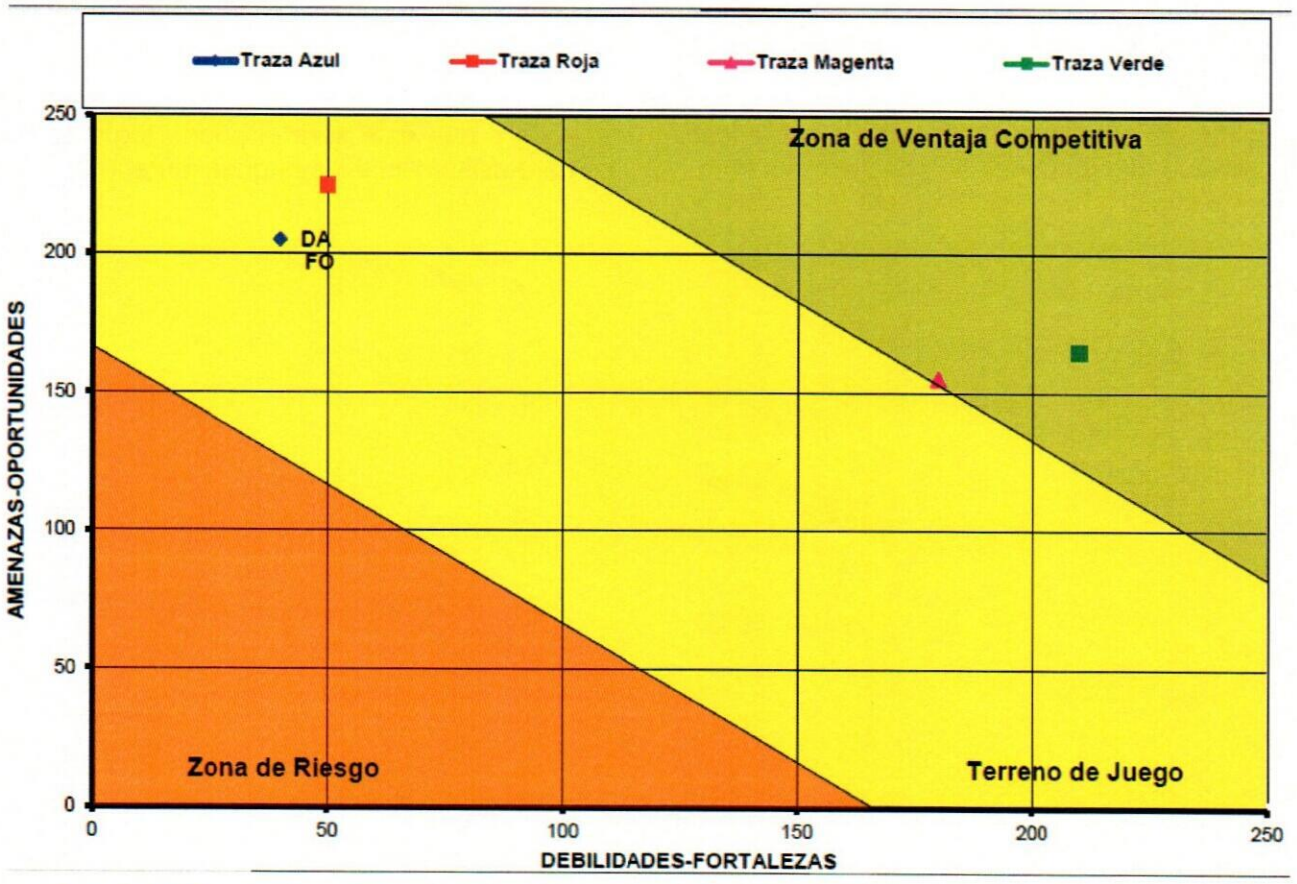


Figura 10. Resultado del Estudio FODA para el análisis de alternativas de traza del gasoducto. Tomado del Estudio FODA (Worley, 2024).

De acuerdo al Estudio FODA desarrollado por Worley (2024), las alternativas más competitivas son las denominadas "Traza Magenta" y "Traza Verde" en dicho estudio.

En consecuencia, SOUTHERN ENERGY ha reservado una fracción del denominado lote PARCELA 860740, por donde se proyectan los tramos finales de ambas trazas, y donde se ubicarían las trampas de scraper y válvulas de bloqueo de emergencia del extremo final del gasoducto terrestre. En la Figura 11 se muestra el croquis de localización del lote en el Plano de la Mensura.

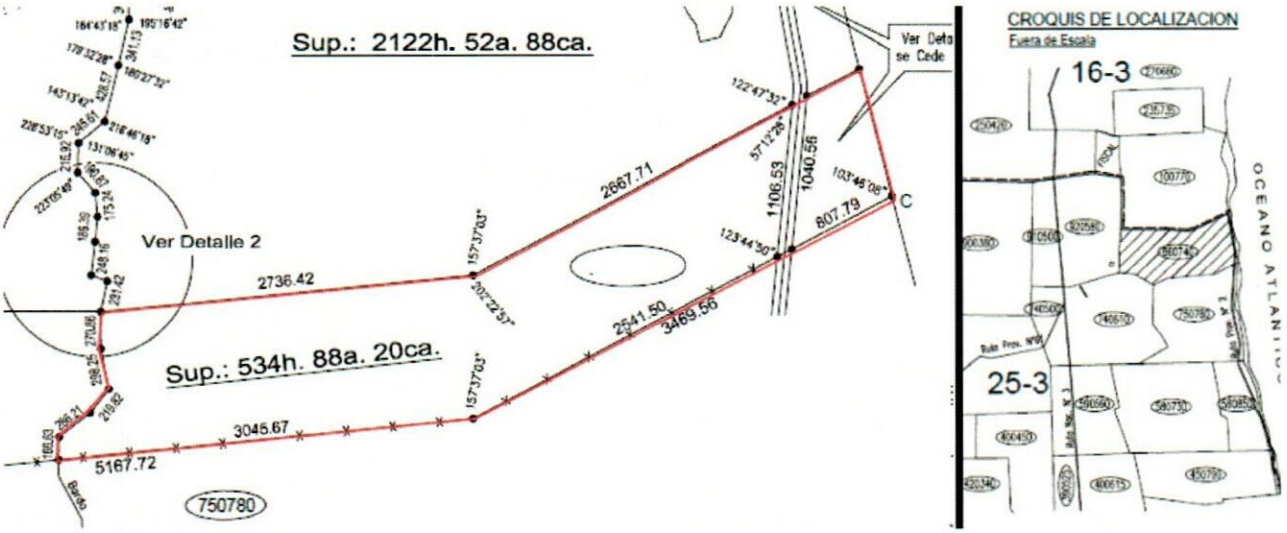


Figura 11. Fracción adquirida por SOUTHERN ENERGY del denominado lote PARCELA 860740 para el tramo final del gasoducto terrestre.

2.4 CENTRO DE SOPORTE LOGÍSTICO

El centro de soporte logístico del proyecto se instalará en el Puerto San Antonio Este y comprenderá galpones, almacenes y oficinas. Esta ubicación responde a que éste será el puerto logístico del proyecto, desde donde se abastecerá a la FLNG y se dará asistencia a los buques metaneros.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
123
FOLIO N°

3. INSTALACIONES PREXISTENES

El Proyecto FLNG GSM incorpora para su funcionamiento dos instalaciones prexistentes fundamentales: la Planta Compresora San Antonio Oeste, a partir de donde se toma el gas natural que alimenta al proceso de licuefacción; y el Puerto San Antonio Este, puerto logístico del proyecto y cede del Centro de Soporte Logístico.

3.1 PLANTA COMPRESORA SAN ANTONIO OESTE

La Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO), operada por TGS, recibe el gas transportado por el Gasoducto General San Martín (GGSM). La planta permite adecuar la presión de transporte del gas natural a través del ducto. Desde dicha instalación se derivará el flujo de gas necesario para abastecimiento de la FLNG.

3.2 PUERTO SAN ANTONIO ESTE

El Puerto San Antonio Este se dedica principalmente a la exportación de frutas, hortalizas y pescado. Los servicios portuarios los presta la empresa Patagonia Norte. Dentro de las facilidades se encuentran[4]:

- Dos muelles conectados por un viaducto terrestre (con vías peatonal y vehicular),
- Un muelle de ultramar con dos frentes de atraque, uno interno y otro externo, de aproximadamente 200 m, un ancho de 30 m y un calado de 45-50 pies.
- Un pontón flotante para el atraque de buques pesqueros.
- Una sala de transferencia para el trasbordo de mercaderías a camiones playeros que realizan el traslado interno hasta el muelle de ultramar.
- Playa de contenedores refrigerados con servicio de logística, monitoreo, acopio, consolidación y movimiento.

Desde este puerto partirán las embarcaciones de abastecimiento y soporte de la FLNG y las embarcaciones de asistencia de los buques metaneros, y será cede del Centro de Soporte Logístico del proyecto.

[4] Sitio web de la empresa: https://www.patagonia-norte.com.ar/sae.html

4. INSTALACIONES ON-SHORE

Los trabajos on-shore del Proyecto FLNG GSM comprenden:

- La construcción y el montaje de la Cabecera del Gasoducto y su vinculación con la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO).
- El tendido de un Gasoducto Terrestre de aproximadamente 14-15 km de extensión.
- El montaje de trampas de scraper y válvulas de bloqueo al inicio y el final del tramo terrestre del gasoducto.
- El montaje de la vinculación entre el tramo terrestre y el tramo submarino del Gasoducto (Tie-In).

El gas natural será tomado desde el Gasoducto General San Martín (GGSM) a la salida de la PC SAO a una presión garantizada por TGS de 40 kg/cm^{2}g, en cuya adyacencia se proyecta la ubicación de la Cabecera del Gasoducto para resguardo de un puente de medición fiscal, analizador cromatográfico, RTU y una trampa lanzadora de scraper.

Se prevé la instalación de una Planta Compresora en la Cabecera del Gasoducto para abastecer de presión suficiente al sistema que alimenta el proceso de licuefacción (70 kgf/cm^2), aunque dicha instalación no se encuentra comprendida dentro del alcance del presente Estudio de Impacto Ambiental.

Desde la Cabecera se transferirá el gas a las instalaciones en la costa mediante un gasoducto de 30" diámetro, una presión de diseño 80 kg/cm^{2}g y una longitud aproximada de 14-15 km. Se considera un gasoducto enterrado, de acero al carbono, con recubrimiento tricapa y protección catódica. El gasoducto se diseñará y construirá de acuerdo a los lineamientos de la norma NAG-100.

En el otro extremo del tramo terrestre del gasoducto se instalarán facilidades para la operación tales como una trampa receptora scraper y válvulas de bloque de accionamiento remoto.

No se prevén otras facilidades para el tratamiento del gas natural en tierra, ya que la FLNG está preparada para recibir el gas natural tal cual se extrae del Gasoducto General San Martín (GGSM).

Como se mencionó anteriormente, el Estudio FODA desarrollado por Worley (2024) para el análisis de alternativas para el trazado del tramo terrestre del gasoducto, determinó dos trazas más competitivas sobre el resto: las denominadas "Traza Magenta" y "Traza Verde" (ver punto 2.3). Si bien la traza definitiva será determinada en la etapa de Ingeniería de Detalle, se toma la "Traza Verde" como base para el desarrollo de los estudios de línea de base del presente estudio, siendo al momento del estudio la traza más probable. No obstante, ambas trazas se proyectan por ambientes equivalentes.

Para referencia detallada de la traza seleccionada para el gasoducto terrestre ver Figura 12 y Figura 13.

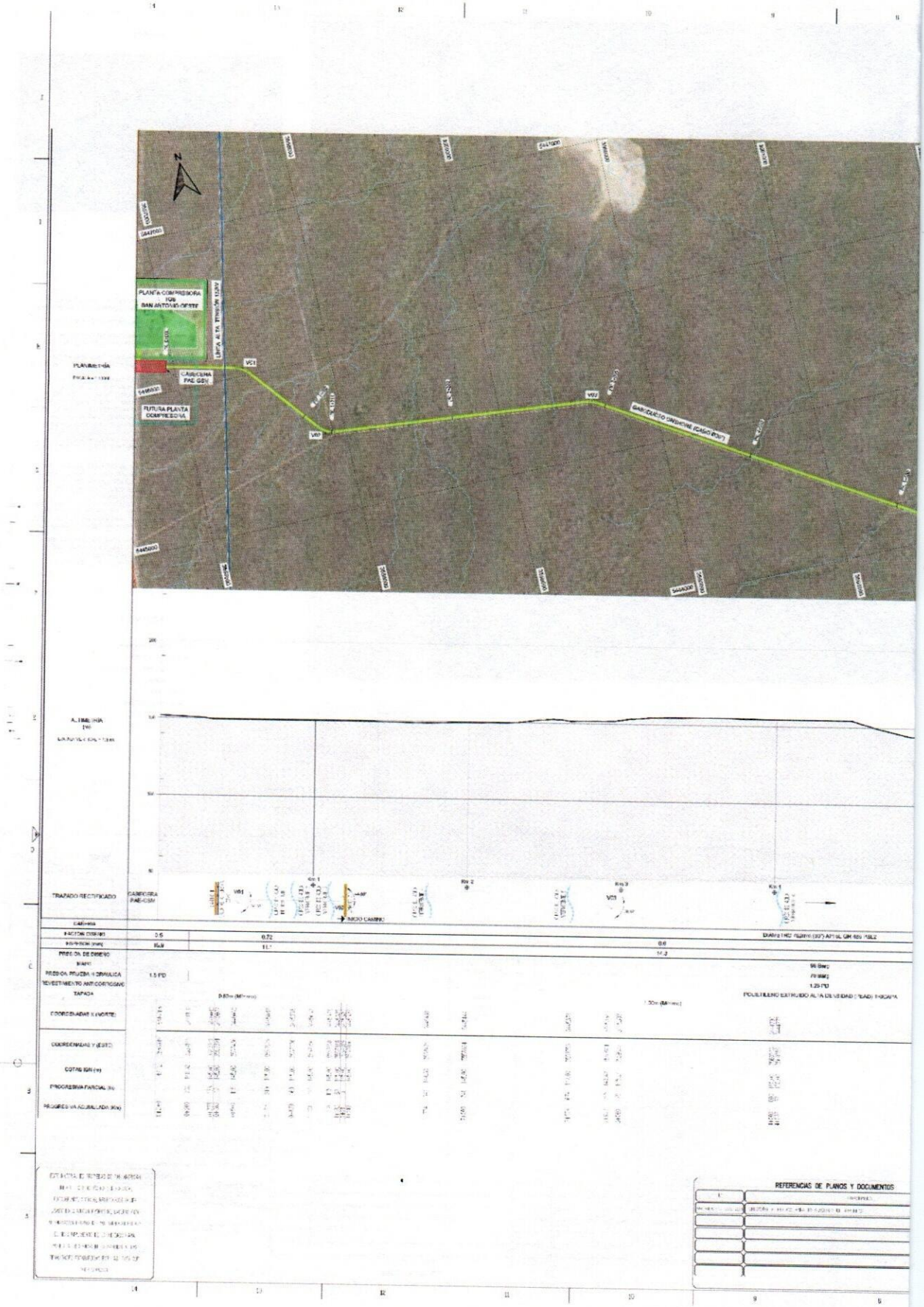
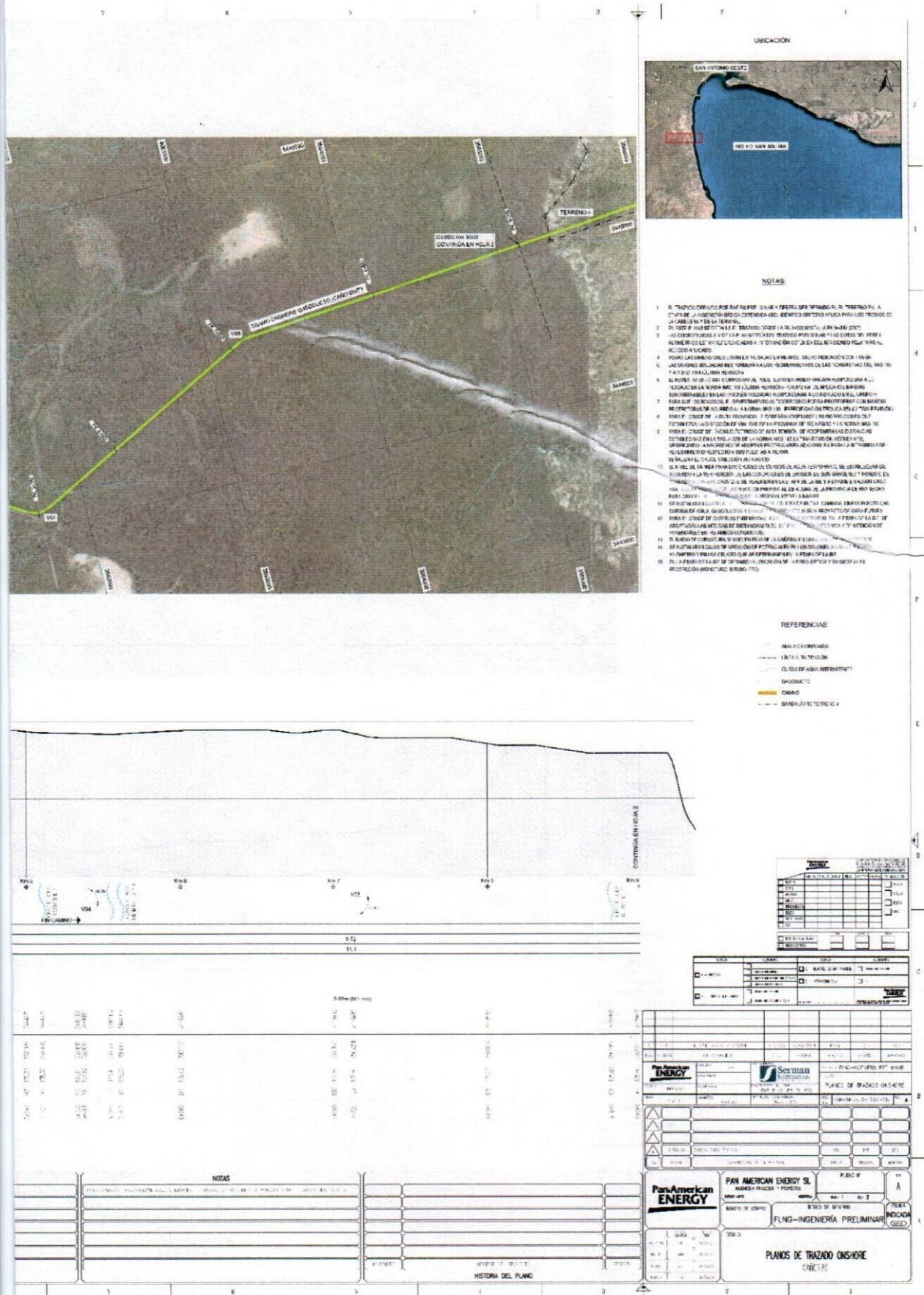


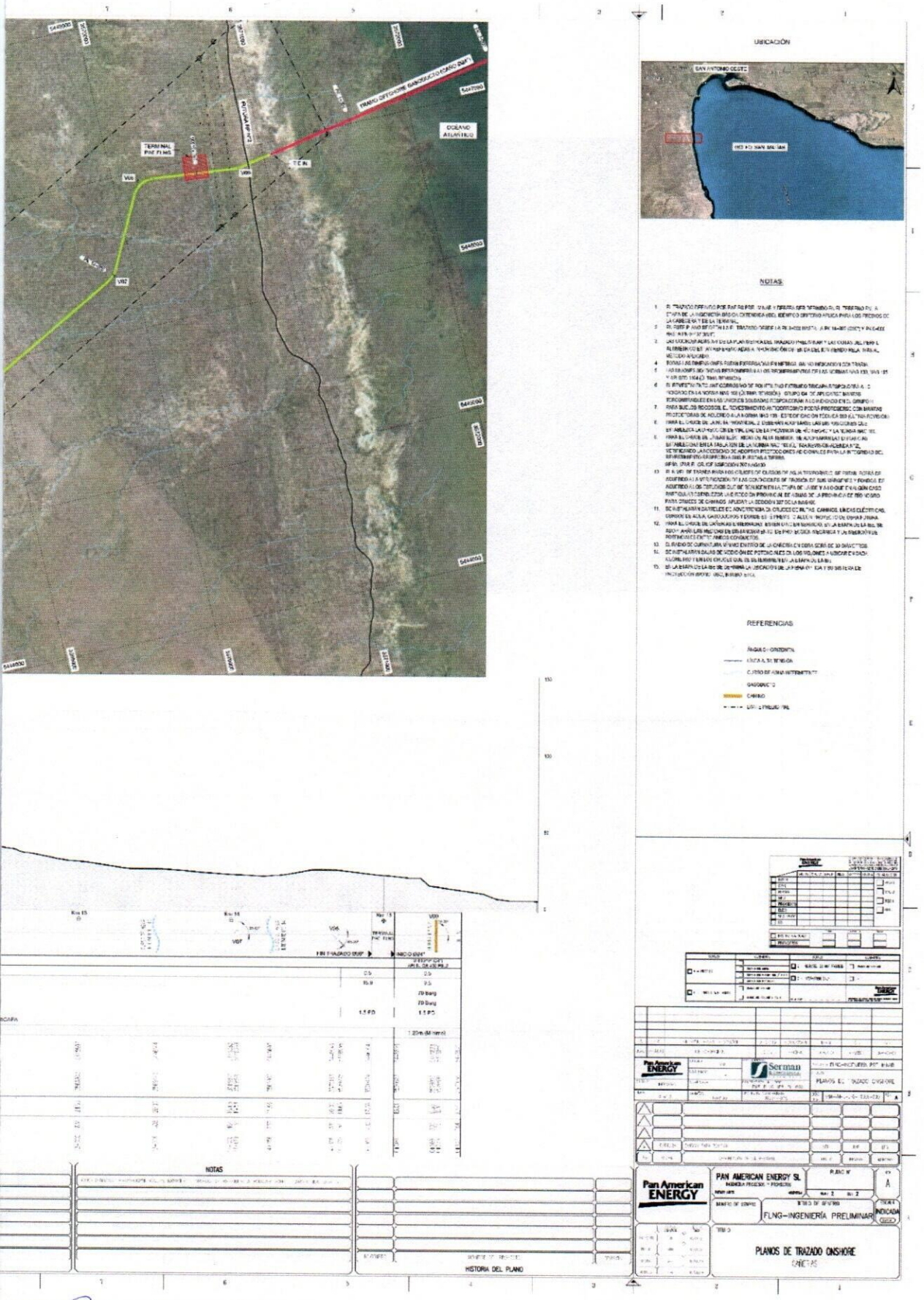
Figura 12. Planialtimetría del t

Serman & asociados s.a.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
124
FOLIO N°



ramo terrestre del gasoducto.



tramo terrestre del gasoducto.

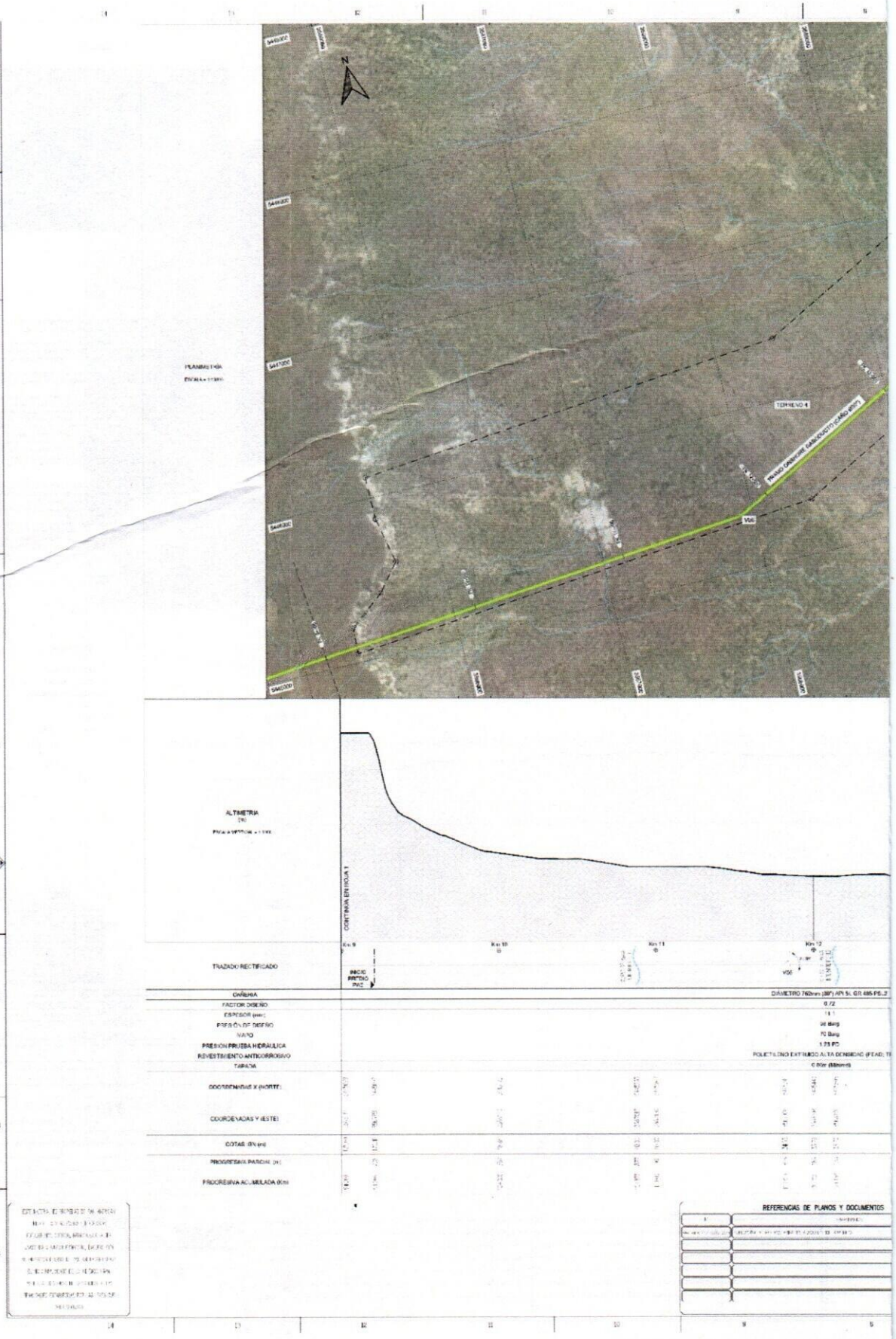


Figura 13. Planialtimetría del

4.1 CABECERA DEL GASODUCTO

La Cabecera del gasoducto estará ubicada en un predio adyacente a la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO) y se instalará sobre un terreno de 70 m x 200 m. Poseerá instalaciones industriales y obras civiles.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
125
FOLIO N°

Las instalaciones industriales constarán de:

- Una válvula de paso reducido de conexión con TGS, automatizada.
- Un filtro separador de polvo y líquido para el gas natural entregado por TGS.
- Un puente de medición de tipo ultrasónico (con by pass).
- Un cromatógrafo para control de la composición y calidad del gas recibido.
- Un analizador H2S y H2O.
- Una trampa scraper de lanzamiento (TSL) con tapa de cierre rápido y sistema de válvulas.
- Una válvula de paso total enterrada a la salida de la TSL.
- Bridas dieléctricas entre las instalaciones enterradas y aéreas.
- Unidad de energía ininterrumpida (baterías), con autonomía mínima de 4 hs.
- Tablero eléctrico.
- Cañería de gas doméstico para cocina y calefacción, o tanque de GLP.

Las obras civiles implicarán:

- Local de oficina y sala de control, con sala de refrigerio, cocina y sanitarios, con cámara séptica, y equipado para dos personas
- Tanque de agua sanitaria, a abastecer por TGS.
- Cerco olímpico perimetral de altura h = 2m, con puerta y portón principales, y puerta de escape de emergencia, en el extremo opuesto del cerco.
- Columnas de iluminación exterior y localizada en zonas operativas.
- Caminos enripiados de circulación interna y zona estacionamiento de vehículos.

Tabla 5. Componentes principales de la Cabecera del Gasoducto.

Instalación	Características	Observaciones
Edificación Principal	Oficina/Sala Control, con sala de refrigerio y sanitarios para el personal operativo de SOUTHERN ENERGY	Superficie 60 m2 aprox. (a definir en la IBE)
Servicios	Energía eléctrica, agua para sanitarios y gas para consumo domestico	A proveer por TGS, con previo acuerdo con SOUTHERN ENERGY S.A
Filtro-Separador de Polvo y Líquidos	Recipiente provisto de tapa bridada o de apertura rápida para el reemplazo de los cartuchos filtrantes. Provisto con accesorios bridados para las válvulas operativas de entrada y salida del gas.	Construidos bajo Normas NAG y ANSI/ ASME 31.8
UPS	Sistema de Alimentación Ininterrumpida que permite tener flujo de energía eléctrica	Autonomía estimada 4 horas

Instalación	Características	Observaciones
	mediante baterías, cuando el suministro eléctrico falla.	
Caudalímetro	Medidor de caudal ultrasónico	Por tiempo de tránsito para instalación fija
Válvulas S#600	Diseño para el bloqueo del flujo de gas del tipo esféricas de paso total o restringido según corresponda.	Según Normas NAG-100, NAG-201, API 6D, ASME 16.34, ANSI B16.5
Trampa Scraper	Instalación que permite las operaciones de limpieza y control interno del gasoducto sin interrupción del flujo continuo del gas. Provista con accesorios bridados para las válvulas operativas, y accesorios soldados para venteos, drenajes, manómetros y detector de paso de scraper.	Barril de Longitud adecuada para el pasaje de equipos instrumentados (intelligent pigs) La junta monolítica se ubicará de acuerdo al diseño que se defina en la etapa de la IBE.

4.1.1 Planta Compresora

Se prevé la instalación de una Planta Compresora en la Cabecera del Gasoducto para abastecer de presión suficiente al sistema que alimenta el proceso de licuefacción (70 kgf/cm^2), aunque dicha instalación no se encuentra comprendida dentro del alcance del presente Estudio de Impacto Ambiental.

La superficie total para la Cabecera, incluyendo el predio estimado para la futura Planta Compresora, se estima en 16 hectáreas (400 m x 400 m).

4.2 GASODUCTO: TRAMO TERRESTRE

Se tratará de un ducto de alta presión (MAPO 80 kg/cm^{2}g), protegido con revestimiento externo anticorrosivo de PEAD y protección catódica.

El Gasoducto Terrestre se inicia en la Cabecera. Tiene un tramo principal de Ø30" de 14-15 km de longitud aproximada, con trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos; y un tramo final de Ø24"y 400-600 m de longitud aproximada. El límite entre el tramo terrestre y el tramo submarino está determinado por un muerto de anclaje con una junta de aislamiento cercano a la orilla y una válvula de seccionamiento (Tie-In).

El tramo terrestre del gasoducto se prolongará entre la Cabecera (148 msnm aprox.) hasta la costa (0 msdm) por una traza sin grandes accidentes topográficos. La traza presenta algunos cruces especiales: una Línea de Alta Tensión (132 kV), el Gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires (antiguo primer gasoducto argentino) y algunos cursos de agua intermitente que drenan el agua de precipitaciones hacia la costa. El tramo final atraviesa el Camino de los Pulperos.

La traza se ubica en una zona de planicie con un único desnivel pronunciado (borde de meseta). La pendiente es prácticamente constante hasta la progresiva Km 8,5 donde desciende desde una altura de 125 m a 50 m en una extensión de 1000 m. Luego, desde la progresiva Km 9,5 a la progresiva Km 15 la pendiente vuelve a ser prácticamente constante.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
126
FOLIO N°

De acuerdo con las condiciones de operación y el diámetro de la cañería a utilizar, se debe considerar que la distancia mínima de seguridad de la traza es de 30 metros desde el eje hasta el límite de construcciones, de acuerdo a la Tabla 325i de la Adenda #2 (Parte G) de la norma NAG-100.

Asimismo, para la definición de la clase de trazado de acuerdo a la norma NAG-100, se calcula la cantidad de unidades de viviendas presentes en una unidad que se extiende 200 metros a cada lado del eje y longitudinalmente 1600 sobre el eje del gasoducto. Así, en el caso del tramo terrestre corresponde la Clase 1 de trazado, pues se encuadra en existencia de 10 o menos unidades de vivienda por unidad, definiendo que para esta clase el factor de diseño a utilizar para el cálculo del espesor de los caños es F=0,72, salvo que alguna situación constructiva determine la aplicación de un factor menor (tramos de mayor espesor). Es de importancia el factor de diseño por su aplicación en las cuestiones constructivas correspondientes.

Las características de suelos del área no presentarían mayores inconvenientes para las operaciones de zanjeo del gasoducto, salvo considerar mayores anchos para las zonas de arenas finas, medianas y gravas por los taludes que podrían requerirse para lograr la profundidad de montaje.

Los trabajos a realizar comprenden el montaje e interconexión de una (1) trampa lanzadora y una (1) trampa receptora en cada extremo del gasoducto; un tramo de gasoducto de Ø 30", API 5L X 65 (14-15 km en total); y un tramo de interconexión de Ø 24", API 5L X 60 (400-600 m en total).

Las válvulas de bloqueo de salida para la trampa lanzadora y de ingreso para la trampa receptora serán del tipo esférico, de paso total, con extremos para soldar, enterradas con extensor y operador neumático actuada, serie ANSI # 600. En las adyacencias de la válvula de ingreso en la trampa receptora y "aguas abajo" de la misma, por razones de seguridad se instalará un venteo alos cuatro vientos sobre superficie de Øn 51 mm (2").

Tomando como referencia las mismas válvulas enterradas, en sus proximidades ("aguas arriba" en receptora y "aguas abajo" en impulsora), se instalará un (1) venteo de gasoducto de Øn 203 mm (8") por cada una.

Se deberán instalar indicadores de pasaje de scrapers con y sin extensor (extensor de 2133,6 mm (84").

La trampa receptora se completará con la instalación de un tanque de choque (barrel), construido a partir de cañería tipos API 5L, ó ASTM A 53 ó chapa cilindrada ASTM A G° 515 ó 516, de Øn 914,4 mm (36") y 5 m mínimo de longitud, construido y calculado según el Código ASME, Sec. VIII, Div. 1, para una presión de diseño de 14,71 barg (15 Kg/cm² M).

El drenaje del barrel receptor será vinculado a este tanque. El líquido que eventualmente se acumule en los mismos será drenado, por efecto de la gravedad, a una cisterna de capacidad mínima de 2 m^3, construida de resina PRFV de doble pared y con detector de fugas, emplazada bajo superficie en cámara de H° A° con tapa corrediza, cuyas dimensiones serán tales que permitan el ingreso de una persona para la inspección visual de cualquier punto de la cisterna.

Tanto en la trampa de lanzamiento, como en la trampa de recepción, los by-pass de las mismas serán construidos con cañería de Ø 762 mm (30"), calidad API 5L X 65 con tee especial para pasaje de scrapers y válvula de bloqueo de igual diámetro, esférica, bridada, de paso total, enterrada con extensor de 2286 mm (90") de longitud, actuador neumático o hidroneumático con sistema auxiliar de apertura y cierre manual ("over-ride") y panel de comando y control "line-break" (corte por rotura de la cañería y reposición manual), los correspondientes tanques de potencia y presión diferencial y las respectivas conexiones operativas.

Los "cuellos de cisne" y by-pass de trampas serán construidos con la misma cañería utilizada para la ejecución de los tramos de línea de gasoducto (entregada con revestimiento anticorrosivo por el Comitente), es decir calidad API 5L y grado X65, de diámetro nominal 762 mm (30") y espesor TBD mm.

La cañería de Øn 203 mm (8") a utilizar para los respectivos venteos y derivaciones de barrels, será de espesor 8,18 mm (Std. ó Sch. 40), según Norma ASTM A 53 G° B.

Las derivaciones para los venteos se realizarán utilizando refuerzos de derivación con cuello para soldar, adecuadamente dimensionados.

Los venteos serán rigidizados apropiadamente mediante la construcción de soportes para caño de venteo a definir durante la IBE.

Las bases de soporte para las válvulas y demás instalaciones deberán diseñarse teniendo en cuenta las características del terreno en el que se montarán las mismas.

Se tendrá especial cuidado en la compactación de las zonas de emplazamiento de paneles de control de rotura de línea (line break), incorporando debajo de las fundaciones, de ser necesario, suelo-cemento compactado con contenido del 6% de cemento en la mezcla.

Se procederá a restituir el terreno excavado a su nivel y condiciones originales, debiéndose compactar perfectamente las partes removidas. La compactación se hará por capas sucesivas de 0,30 m de espesor máximo, hasta lograr una densidad de suelo equivalente al 95% del resultado del ensayo Proctor T 99 correspondiente al tipo de suelo del lugar.

Respecto a la servidumbre de paso del gasoducto, la instalación será completada con la construcción de un piso adecuado, un acceso vehicular desde el camino más cercano y el montaje de un cerco de seguridad de acuerdo a los planos elaborados en la IBE. No se contempla el desarrollo de nuevas vialidades según lo informado por la empresa.

4.3 CENTRO DE SOPORTE LOGÍSTICO

El Centro de Soporte Logístico del proyecto se instalará en el Puerto San Antonio Este y comprenderá galpones, almacenes y oficinas.

En los galpones y almacenes se acopiarán herramientas, equipos de mantenimiento y repuestos necesarios, así como otros suministros requeridos para el proceso de licuefacción como combustibles, lubricantes y refrigerantes

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
127
FOLIO Nº

5. INSTALACIONES OFF-SHORE

Más allá de la unidad flotante de licuefacción (FLNG; ver punto 6), las instalaciones off-shore comprenden:

- El tendido de un Gasoducto Submarino de aproximadamente 4,5-7 km de extensión.
- El montaje del dispositivo de amarre de la FLNG (SPM, por su denominación en inglés: Single Point Mooring).
- Vinculación del dispositivo de amarre con la FLNG mediante cadenas y abastecimiento del gas natural mediante *riser* o tubería flexible.

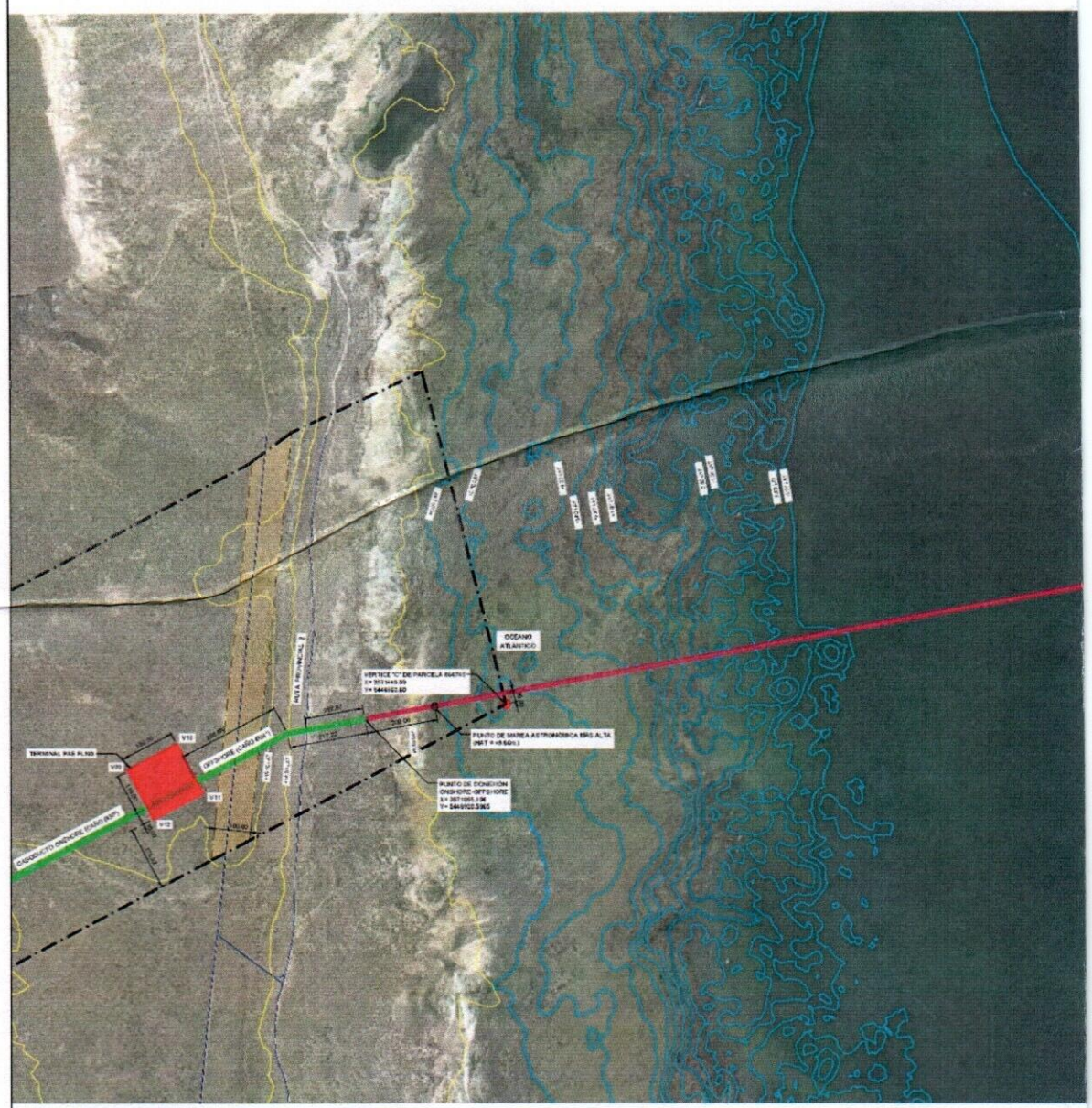
El límite entre el tramo terrestre y el tramo submarino está determinado por un muerto de anclaje con una junta de aislamiento cercano a la orilla y una válvula de seccionamiento (Tie-In). El muerto de anclaje, suele ser un bloque de hormigón enterrado que proporciona un punto fijo en la tubería submarina que absorbe la expansión potencial que la tubería puede experimentar debido a la diferencia de temperatura durante la instalación (entre las condiciones ambientales de verano e invierno) y la operación (entre la temperatura del gas de transporte y el agua de mar). La junta de aislamiento se utiliza para separar el sistema de protección catódica entre el ducto on shore (conectado a un sistema de corriente impresa desde on-shore) y el ducto off-shore (proporcionada por ánodos de brazalete). La válvula de seccionamiento (o aislamiento) permite cortar el flujo en caso de emergencia o durante tareas de mantenimiento.

En el otro extremo del ducto submarino se ubica un PLET (en inglés, *Pipeline End Termination*) que es un dispositivo que permite conectar o desconectar la tubería con otros componentes del sistema de manera segura.

Finalmente, el sistema de amarre SPM consta de un dispositivo fijado al lecho marino mediante el hincado de pilotes. Se estima un mínimo de 3 pilotes hincados a una profundidad de entre 35-50 m por debajo del lecho, a definirse en etapa de Ingeniería de Detalle. Este dispositivo permite amarrar al buque FLNG mediante cadenas atadas a la popa. Además, permite el pasaje de gas natural del gasoducto submarino al buque mediante una conexión giratoria que vincula el PLET del ducto submarino con la brida de ingreso al buque mediante un *riser* o tubería flexible.

Figura 14. Dispositivo de amarre del buque FLNG.

Como ya se ha mencionado, la ubicación del dispositivo de amarre de la FLNG (SPM) se definió en función de la información disponible (Figura 15). No obstante, su posición exacta será definida en la etapa de Ingeniería de Detalle.



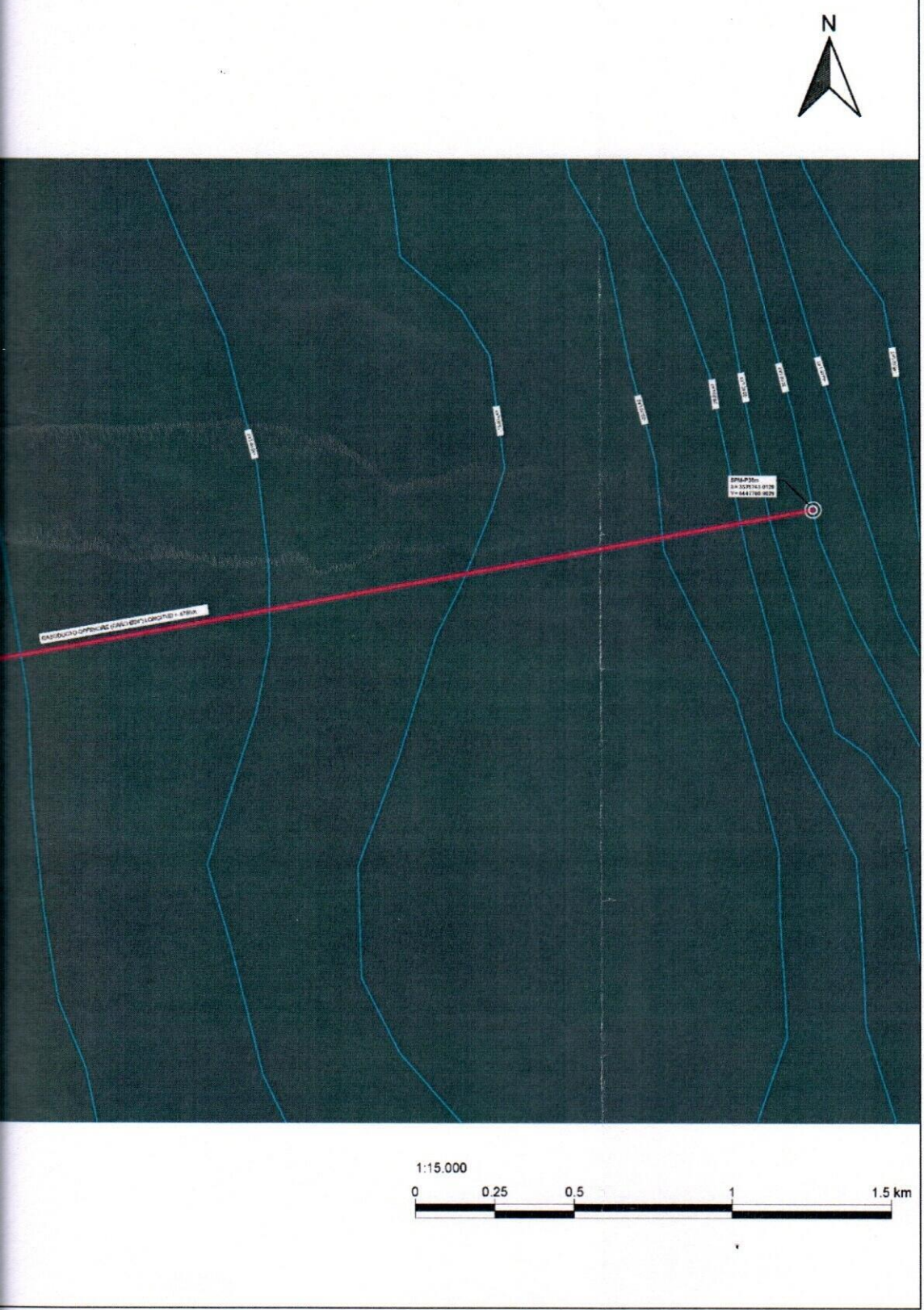
COORDENADAS TERMINAL PAE FLNG		
VÉRTICE	ESTE	NORTE
V09	3570401.453	5446779.354
V10	3570534.141	5446849.310
V11	3570604.098	5446716.622
V12	3570471.410	5446646.666

NOTA:
Cero IGN = +4.50m LAT (Provisorio)

Figura 15. Ubicación SPM

Serman & asociados s.a.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
126
FOLIO N°



a el amarre de la FLNG.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 129

5.1 GASODUCTO: TRAMO SUBMARINO

A los efectos del diseño del ducto submarino, se utiliza el diámetro óptimo de 24 pulgadas de acuerdo con los resultados del análisis hidráulico, asumiendo los siguientes parámetros:

- Espesor mínimo de pared de 14,3 mm (0,563"), considerando presión interna, externa y propagación de deformación de pandeo.
- Espesor mínimo de concreto de 3" de manera de tener una gravedad especifica con el ducto vacío de 1,53, con lo cual se evita la flotación, lograda con concreto adicionado con mineral de hierro, de densidad 3.000 kg/m^3.
- Protección catódica del ducto submarino vía ánodos de brazalete, típicamente un ánodo cada 480 metros, que pueden instalarse durante la colocación del gunitado de concreto sobre la tubería.

Los ductos submarinos típicamente se entierran a medida que van acercándose a la costa, por diversos motivos, incluyendo:

- Para evitar accidentes por arrastre de anclas debido a actividades de pesca.
- Para no quedar expuestos en las zonas costeras, que son más susceptibles a la erosión debido a las tormentas, o al movimiento de sedimentos del lecho marino.

Típicamente los ductos submarinos se entierran con una tapada mínima de 2 metros hasta el punto de rompiente de la ola de la tormenta de 100 años de período de recurrencia. Luego, pueden dejarse expuestos sobre el lecho marino (siempre y cuando sean estables frente a la acción hidrodinámica de corrientes y olas) o enterrarse por protección, típicamente con un metro de cobertura.

Las condiciones del sitio determinan un primer tramo del gasoducto submarino (900 metros aprox.) sobre restinga (una roca arenosa dura), y luego un tramo más extenso sobre arenas y gravas. La diferencia de mareas entre pleamar y bajamar es de aproximadamente 8 metros, lo que hace que en bajamar toda la extensión de restinga quede expuesta.

De acuerdo con las condiciones del sitio, se asumen los siguientes valores de tapada del ducto:

- Una cobertura mínima de 2 metros (*Top of Pipe*) hasta el punto de rompiente de 100 años, siendo aproximadamente a 1500 m de la costa.
- Una cobertura mínima de 1 metro (*Top of Pipe*) por los siguientes 200 m.
- Una cobertura mínima de 0 metros (al ras del lecho marino) hasta el punto SPM.

En el siguiente esquema (Figura 16) se puede ver un perfil representativo del terreno con la profundidad de trinchera establecido.

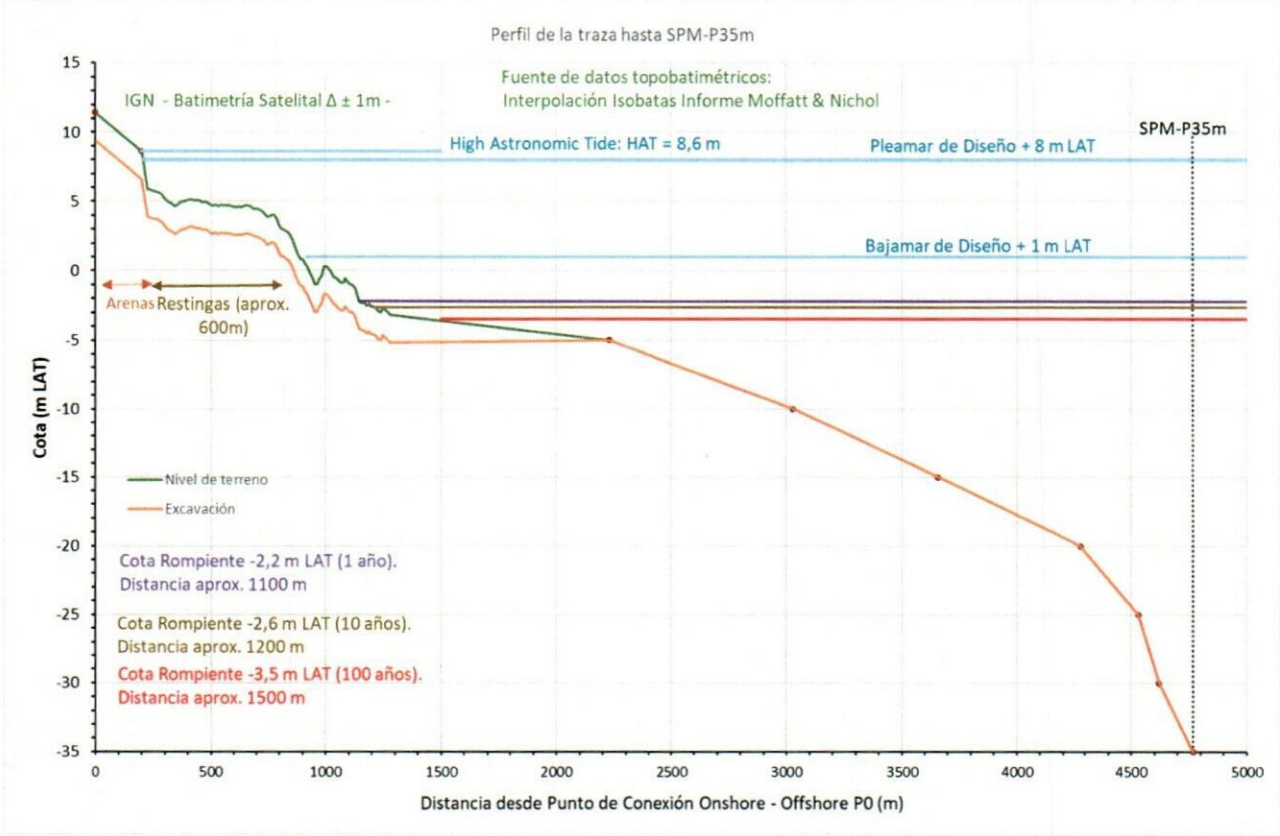


Figura 16. Perfil longitudinal del terreno: desde Tie-in hasta el punto SPM.

5.2 DISPOSITIVO DE AMARRE SPM

El dispositivo de amarre SPM (por sus siglas en inglés *Single Point Mooring*) para el buque FLNG se denomina SSY (por sus siglas en inglés *Submerged Swivel and Yoke*).

El dispositivo consta de una base de amarre piloteada con una torreta giratoria que sostiene un brazo de yoke con cadenas de amarre. La base está fijada al lecho marino mediante pilotes. La torreta transfiere las fuerzas de amarre desde el brazo de yoke a la base y también sostiene el swivel[5] en la dirección a través de la cual pasa la línea de flujo de gas (*riser*). El sistema permite una rotación de 360° de la FLNG alrededor de la posición de la base. El brazo de yoke está conectado en 2 puntos a la proa de la FLNG mediante cadenas gemelas, que le otorgan al buque un grado de liberad al buque en torno a un punto fijo en respuesta de las condiciones de oleaje, viento y corrientes, contribuyendo a la estabilidad de la carga y el amortiguamiento de los movimientos.

Este dispositivo de amarre está diseñado para soportar una condición de ola de 100 años con una altura significativa de ola de 4,5 m. No se superarán estas condiciones en el Golfo San Matías.

[5] Componente mecánico que evita el enredo o torsión de la manguera

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
130
FOLIO N°

A continuación, se presentan los datos de diseño previstos para el dispositivo SPM SSY (estos datos serán confirmados en la etapa de Ingeniería de Detalle):

- Base del amarre: 19 m x 17 m x 6 m (251 t)
- Pilotes: Ø 96" x 36 m (94 t)
- Estructura del Yoke: 33 m x 33 m (704 t)
- Riser: 14" x 85 m (74 t)
- Umbilical de Control: 138 mm x 85 m (15 t)
- Cadenas de 156 mm de 22 m de longitud.

Figura 17. Dispositivo de amarre SPM SSY.

6. UNIDAD FLOTANTE DE LICUEFACCIÓN – FLNG

La Unidad Flotante de Licuefacción (FLNG) es un buque que tiene la capacidad de recibir y enfriar gas natural (que a temperatura ambiente se encuentra en estado gaseoso) para pasarlo a su estado líquido mediante el uso de refrigerantes, permitiendo su almacenamiento y transporte mediante buques metaneros (*LNG carriers*). Este proceso se denomina *licuefacción*.

El buque FLNG del Proyecto FLNG en Golfo San Matías es el HILLI EPISEYO operado por GOLAR LNG desde el año 2018. Las características principales de este buque se indican en la Tabla 6.

Tabla 6. Características del buque FLNG.

Característica	Valor	Observaciones
Operador	Golar LNG	
Eslora	294 m	
Manga	63 m	
Calado	20 m	Profundidad mínima requerida para operación.
Sistemas de Amarre (Profundidades de aplicación)		
Soft Yoke System	15 a 50 m	
Single Point Mooring (SPM)	50 a 250 m	
Proceso de Licuefacción		
Proceso	4 trenes PRICO	Capacidad Nominal (individual): 0,5-0,7 MTPA
Capacidad Nominal	2,4 MTPA	MTPA: Millones de Toneladas Por Año (de LNG)
Volumen Almacenado	125.000 m3 de LNG	6 tanques
Requerimientos del gas de alimentación (Promedio)	10,477 MM STDm3/d	Gas natural
Requerimientos del gas de alimentación (Máximo)	11,327 MMSTm3/d	Gas natural
Presión de Ingreso (min-máx.)	50-70 barg	Mínima adoptada: 50 barg
Capacidad de Descarga	hasta 10.000 m3/hora de LNG	

(*) Según referencia [2] la altura significativa máxima es de 1,5 m.

El buque GOLAR HILLI EPISEYO utiliza el proceso de licuefacción PRICO® exclusivo de Black & Veatch. La licuefacción implica el enfriamiento del gas natural hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) para reducir el volumen de gas.

La producción nominal de GNL del buque GOLAR HILLI EPISEYO es de 2,4 MTPA (4 trenes PRICO® con capacidad de 0,5-0,7 MTPA) y su capacidad de almacenamiento es de 125.000 m^3 de GNL (6 tanques esféricos tipo Moss®).

Previo a la licuefacción, el gas de alimentación debe ser tratado para eliminar impurezas (dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, mercurio, agua e hidrocarburos más pesados) para proteger los componentes y el rendimiento del sistema.

El despacho del GNL se hace a buques metaneros (buques de casco doble diseñados para el transporte de GNL a bajas temperaturas). El buque metanero se coloca paralelo al buque FLNG (con ayuda de remolcadores), en una posición que se conoce como *buques abarloados*. La transferencia del GNL se hace por medio de 4 brazos rígidos, con sistema de *quick release* (liberación rápida) y sistema de retorno de gases, con una capacidad de carga de 10.000 m^3 por hora.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
131
FOLIO N°

Para poder ubicar y distribuir todos los equipos del proceso de licuefacción, se ubicaron dos sponsons a ambos lados del buque con un francobordo más bajo que el casco principal, además de la adición de peso, y que se mantiene amarrado al fondo marino en una posición fija a través de un sistema de amarre SSY (por sus siglas en inglés, *Soft Yoke System*) que asegura su estabilidad y seguridad durante la operación bajo condiciones hidrometeorológicas normales y extremas. El sistema está montado en la parte delantera del buque, con pivote y elevador flexible. La parte integral de este sistema es la base de un pilote de anclaje triangular que se coloca en el fondo marino con un área total de 200 m^2. Este sistema de amarre permite una rotación del buque de 360°.

Desde tierra, el gas natural es transportado por un gasoducto submarino hasta un sistema de recepción PLEM (por sus siglas en inglés, *Pipeline end Manifold*) acoplado al sistema de amarre del buque FLNG. El ducto se conecta a un *riser* flexible que transporta el gas natural desde el fondo marino hasta el buque FLNG.

El buque FLNG incluye una serie de sistemas y procesos auxiliares para gestionar la producción, el almacenamiento y el despacho de GNL, así como para garantizar la seguridad operativa, la gestión de residuos, el tratamiento de aguas residuales y la generación de energía.

Asimismo, el buque FLNG está diseñado para acomodar al personal tanto en operaciones rutinarias como durante el mantenimiento mayor, con capacidad total para 118 personas.

A continuación, las imágenes del buque FLNG con identificación de las operaciones principales.

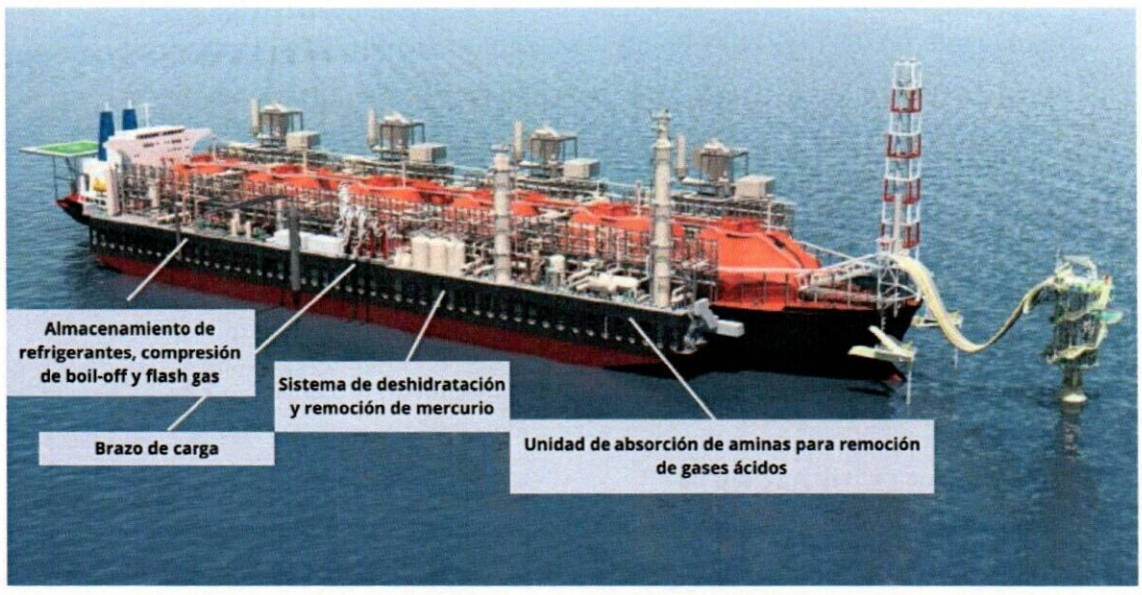


Figura 18. Golar Hilli Episeyo – Starboard View. Nota: el sistema de amarre que se muestra en la imagen no corresponde con el sistema de amarre previsto para este proyecto.

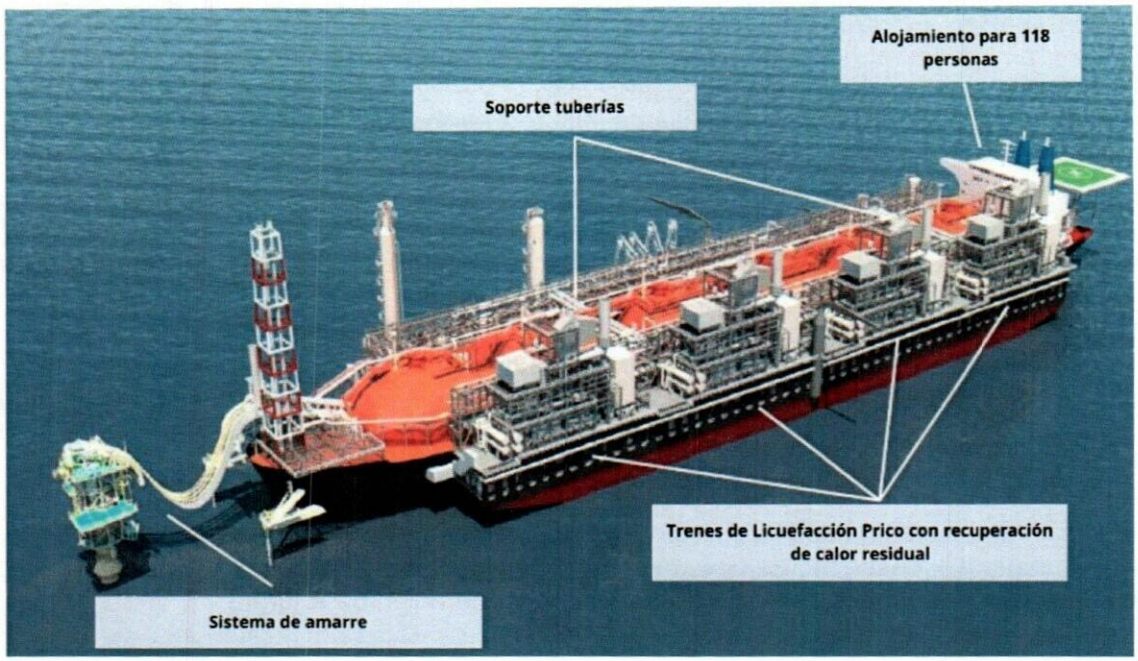


Figura 19. Golar Hilli Episeyo – Port View. Nota: el sistema de amarre que se muestra en la imagen no corresponde con el sistema de amarre previsto para este proyecto.

Algunos aspectos del buque GOLAR HILLI EPISEYO en materia ambiental:

- Consumo interno de 11% de la energía total ingresada al sistema
- Sistema de gestión de residuos, con retiro de estos hacia continente.
- Sistema de recolección y tratamiento de efluentes cloacales, cumpliendo con los parámetros de vertido impuesto por la normativa internacional.
- Posee un *flare* (antorcha) para emergencias, el cual solo tendrá encendido el piloto durante la operación regular.
- Monitoreo de emisiones de dióxido de carbono (CO_2).
- Tiene una toma de agua de mar para enfriamiento, cumpliendo un diferencial de temperatura máximo de +2°C.

6.1 PROCESO DE LICUEFACCIÓN

A continuación, se exhiben las principales características técnicas del proceso que aplica el buque GOLAR HILLI EPISEYO para la producción de GNL a partir de gas natural (GN).

Tabla 7. Datos del proceso de licuefacción del buque GOLAR HILLI EPISEYO.

Característica	Valor	Observaciones
Capacidad nominal	2,4 MTPA	Millones de toneladas por año
Volumen almacenado	125.000 m^3 de LNG	En 6 (seis) tanques tipo MOOS
Requerimientos del GN de alimentación	Hasta 10,48 x10^6 Sm^3/día	Promedio (370 mmscfd)
	Hasta 11,33 x10^6 Sm3/día	Máximo (400 mmscfd)
Sistema de Licuefacción	4 trenes	Proceso PRICO de Black & Veatch

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
132
FOLIO Nº

Característica	Valor	Observaciones
Descarga de LNG	Hasta 10.000 m^3/hora	Equivalentes a aprox. a 6 x10^6 m^3/hora de GN
Presión de ingreso al proceso	50 Barg	Mínima indicada por SOUTHERN ENERGY (si bien el proceso podría operar hasta un mínimo de 30 barg)
	70 barg	Máxima según rating de presión de ingreso a FLNG

El proceso de licuefacción del gas natural se desarrollará completamente sobre el buque FLNG.

En líneas generales, el proceso de licuefacción consta de varias etapas. Inicialmente se lleva a cabo distintos tratamientos para la purificación del gas de alimentación. Luego, tiene lugar la licuefacción propiamente dicha, que implica el enfriamiento del gas natural hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) para reducir su volumen.

Tabla 8. Condiciones de diseño y operación del buque FLNG para el proceso de licuefacción

	Condiciones de Diseño	Condiciones Operativas en GSM
Caudal gas de alimentación	305-370 MMSCFD	12 MMSCMD
Presión gas de alimentación	30 y 70 barg	65 kg/cm²g
Temperatura ambiental	10 - 35°C	40°C
Capacidad de producción nominal	2,11 – 2,75 MTPA	2,51 MTPA

A continuación, se presenta un esquema del proceso de licuefacción que se lleva a cabo en el buque FLNG.

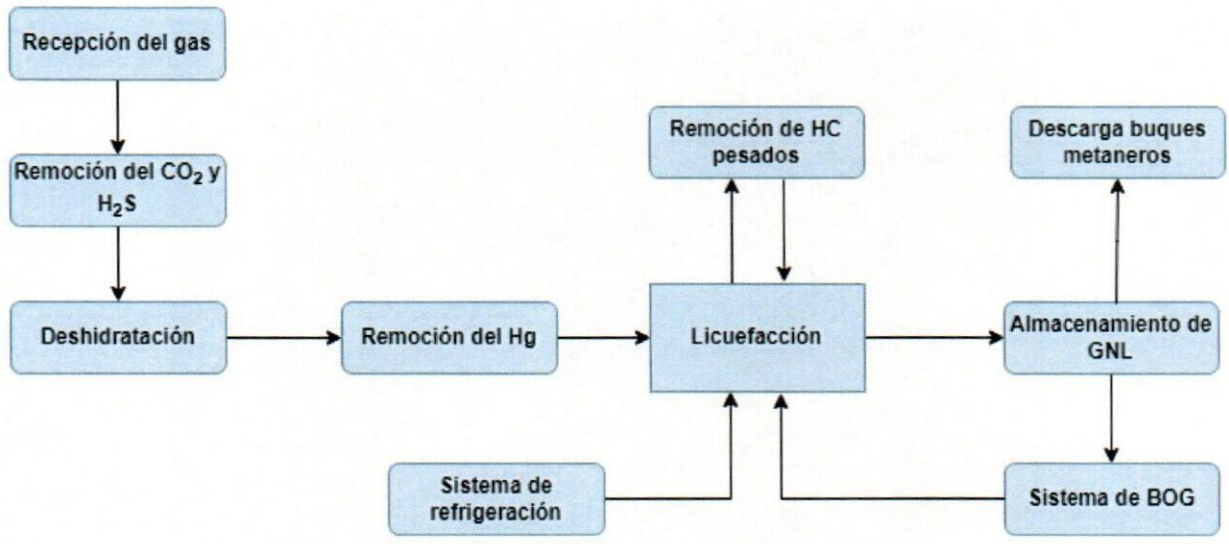


Figura 20. Esquema del proceso de licuefacción.

Recepción del gas de alimentación. La corriente de alimentación ingresa a través de una válvula de seguridad de entrada (IEV) colocada en la proa del lado babor. El gas pasa a través de un separador de alta presión para proteger el sistema de la presencia de pequeñas partículas líquidas. Los líquidos separados se colectan en un tambor de descarga que ventila hacia la antorcha y todos los líquidos pueden ser bombeados a un contenedor de desechos.

Remoción de CO_2 y H_2S. Un sistema de tratamiento con aminas permite la remoción de gases ácidos como el dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) contenidos en el gas de alimentación. Estos componentes se congelan a las bajas temperaturas utilizadas en el proceso de licuación y podrían bloquear el equipo o disminuir el rendimiento del sistema. El gas se pone en contacto directo con una corriente de aminas (MDEA) que absorbe el CO_2 y el H_2S disminuyendo su concentración a menos de 50 ppmv (partes por millón en volumen) y 5 ppmv, respectivamente.

En este proceso también denominado "endulzamiento del gas natural" la corriente de alimentación se pone en contacto con la amina "pobre" en una torre de absorción, teniendo lugar una reacción ácido -base que permite la desulfuración y descarbonización del gas natural. La unidad de aminas se encuentra en el sponson estribor en la proa.

El gas de alimentación fluye desde el fondo de la torre hacia arriba y es lavado con una solución de MDEA que fluye a contracorriente. El caudal de amina varía entre 240 m^3/h a 400 m^3/h, dependiendo del caudal del gas de alimentación y del contenido de CO_2. El gas de alimentación sale saturado con agua y con un contenido menor a 50 ppmv de CO_2 por la parte superior.

Por otra parte, la amina 'rica', que ha absorbido el CO_2, sale por el fondo de la torre y se dirige a un tanque flash donde se reduce la presión de 60 barg a 7 barg permitiendo la separación de componentes volátiles. El CO_2 (y otros hidrocarburos) se evaporan debido a la disminución de presión y se separan de la amina. Los gases se ventilan y envían a las calderas para ser usados como gas combustible.

Para su regeneración, el flujo de amina se envía a una columna de stripping donde se calienta a fines de eliminar el CO_2 remanente (que tiene restos de agua e hidrocarburos) de la corriente líquida. Luego, se filtra, enfría y presuriza previo a su retorno a la torre de contacto. En este equipo, los gases se ventilan a la atmósfera desde la parte superior de la columna de stripping.

Figura 21. Sistemas de lavado de gas con aminas y reposición. A la derecha se ubica la torre de contacto con aminas mientras que a la izquierda está la columna de stripping.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
133
FOLIO N°

Deshidratación. El gas que sale de la unidad de amina está saturado con agua y debe secarse, previo a su ingreso al tren de licuefacción, para evitar su congelamiento y consecuente taponamiento de equipos y tuberías. El lecho adsorbente, del tipo aluminosilicatos (Honeywell UOP 4A), retiene tanto moléculas de H_2O como CO_2. Se trata de un proceso de deshidratación por adsorción selectiva en el que el gas pasa por una serie de lechos de tamiz molecular (Mol-Sieve) donde se extrae el agua arrastrada en la corriente de gas, disminuyendo su concentración a menos de 1 ppmv.

La regeneración del tamiz es necesaria cuando este se encuentra saturado. Este circuito complementario consiste en hacer pasar a contracorriente gas caliente (que se obtiene de calentar con vapor de agua una mezcla de Boil-Off gas y Flash gas) para que con las altas temperaturas se liberen las moléculas de H_2O adsorbidas.

El gas de regeneración, ahora húmedo, ingresa a un intercambiador de calor donde el agua se condensa, y luego por un separador de condensado donde se elimina. El H_2O recolectada se separa y se recicla a la unidad de aminas, mientras que el gas seco se comprime para su uso como combustible en las turbinas de gas o reciclaje en el proceso.

Se tiene 3 lechos adsorbentes en el sponson de estribor, de los cuales 2 están operativos y el tercero disponible para regeneración.

Remoción de mercurio. Un lecho de carbón activado y azufre aguas abajo de los lechos de deshidratación elimina cualquier traza de mercurio que pudiera contener el gas de alimentación para proteger el intercambiador de calor de aluminio de la corrosión.

Licuefacción. La licuefacción implica el enfriamiento del gas natural hasta su temperatura de condensación a presión atmosférica (-162°C) para reducir su volumen. El proceso PRICO® (*Poly Refrigerant Integrated Cycle Operations*) es un proceso basado en SMR (*Single Mixed Refrigerant*).

El proceso consiste en dos etapas de compresión y un intercambiador de calor de placas, donde hay dos circuitos: por un lado, un ciclo cerrado de refrigerante mixto (mezcla de metano, etileno, propano, metano, iso-pentano y nitrógeno), por otro lado, un ciclo abierto de gas natural para licuar. El buque FLNG cuenta con 4 trenes de licuefacción que funcionan en paralelo y se ubican en el sponson de babor.

El gas de alimentación pretratado ingresa desde la parte superior a la 'Caja Fría' y fluye a través de un conjunto de 6 intercambiadores de calor dispuestos verticalmente a medida que se enfría y se aproxima a la temperatura de licuefacción. En el punto medio el flujo de gas es derivado hacia un intercambiador y un separador de hidrocarburos para eliminar cualquier hidrocarburo pesado presente que pueda congelarse a bajas temperaturas. Luego, el gas reingresa a la caja fría y los componentes pesados del gas se envían a un fraccionador.

A medida que el gas continúa descendiendo, se condensa y se recoge en la parte inferior de la caja fría. A la salida, el GNL se encuentra a una elevada presión y a una temperatura entre los -155°C y -159°C.

El GNL es conducido a un expansor donde se reduce su presión súbitamente a 4,2 bara (superior a la atmosférica) para mantener el GNL enfriado y en fase líquida. Posteriormente, ingresa a un tanque flash, donde se separan los gases no condensados o vapores. Finalmente, el GNL es bombeado a los tanques de almacenamiento tipo Moss.

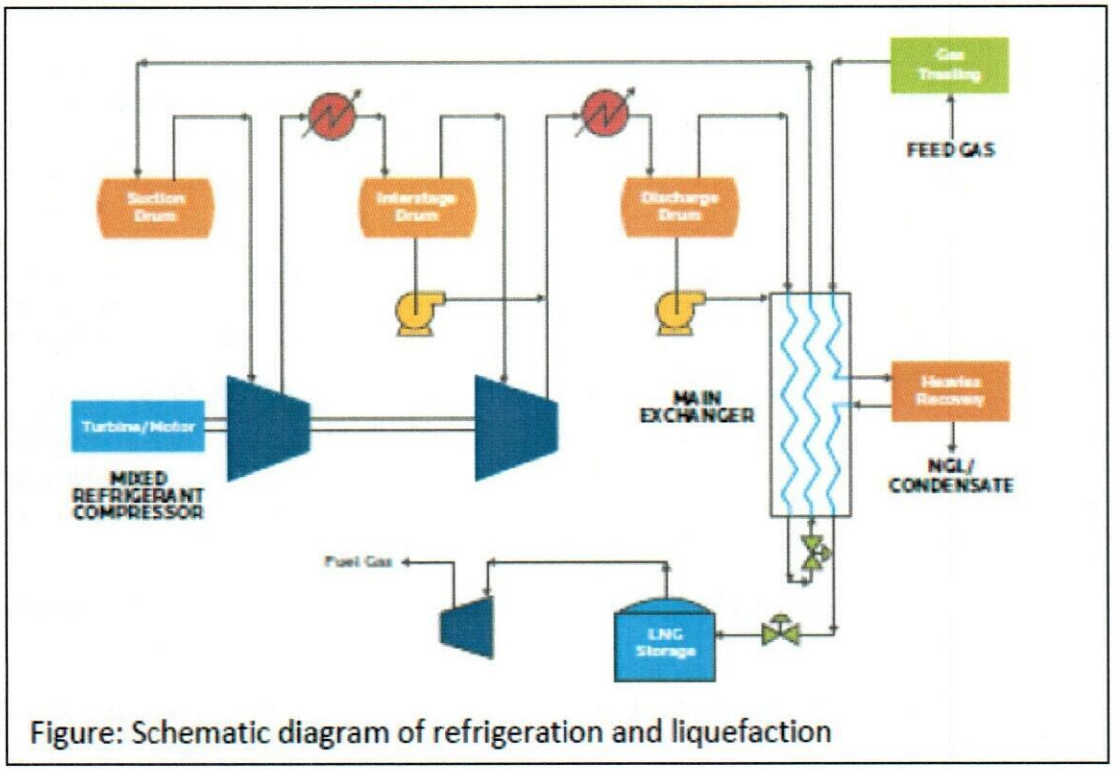


Figura 22. Proceso PRICO. Fuente: Hilli Safety Case 003 Facility Description.

Respecto al ciclo de refrigeración, el refrigerante mixto que absorbe el calor del gas de alimentación se comprime en dos etapas.

Se incorpora un sistema de transmisión mecánica directa con una turbina de gas (modelo PGT25+G4DLE) para accionar los compresores. Este sistema se combina con la recuperación del calor residual del escape para producir vapor. El vapor generado se utiliza para alimentar un generador accionado por una turbina de vapor, que produce electricidad. Cada línea de equipos cuenta con una Unidad de Regeneración de Calor Residual (WHRGU) para este propósito.

Remoción de hidrocarburos pesados. Los hidrocarburos más pesados contenidos en el gas de alimentación pueden congelarse a las temperaturas del proceso de licuefacción, por lo que deben ser eliminados. Una vez que el gas de alimentación supera la primera pasada por el intercambiador de calor para su refrigeración, fluye a una temperatura media. Esta corriente de gas se envía al Separador de Pesados, donde los hidrocarburos más pesados se condensan y la fase vapor recircula nuevamente hacia el intercambiador de calor para continuar con su licuefacción.

Los condensados son recogidos en el fondo del separador y dirigidos a un fraccionador donde se calienta la mezcla para separar los vapores ligeros de los líquidos de hidrocarburo más pesados. Estos últimos se presurizan y se envían a un sobrecalentador del gas combustible para su vaporización y acondicionamiento para su consumo en la turbina de vapor. La fracción liviana se recircula en el proceso, ya sea como gas de alimentación o corriente de gas seca en el sistema de deshidratación.

Almacenamiento de GNL. El GNL es almacenado a una presión de 0,7 barg y -163 °C en 6 tanques esféricos del tipo Moss® ubicados en el casco central del buque FLNG, con una capacidad total de 125.000 m^3 (98.5% de llenado)

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
134
FOLIO N°

Estos tanques son de aluminio y de pared simple, y están aislados del exterior y soldados al casco del buque. Están diseñados para una densidad máxima de carga de 500 kg/m³ y una presión máxima permitida 0,7 barg. Si bien los tanques de almacenamiento de GNL están diseñados para mantener el líquido a baja temperatura (alrededor de -160ºC), no proporcionan un aislamiento perfecto; con lo cual el calor afecta lentamente al líquido almacenado, lo que puede hacer que una pequeña fracción de GNL se evapore en el interior de los tanques y se produzca una sustancia conocida como gas de ebullición (BOG por sus siglas en inglés: *Boil-Off gas*). Cada tanque de almacenamiento está equipado con válvulas de alivio de presión. Cada conjunto de válvulas de seguridad regula la ventilación local de la chimenea ubicada en la parte superior de cada tanque.

Los tanques esféricos cuentan con sistemas de detección y protección contra fugas menores. Los tanques cuentan con aislamiento separado de la superficie del tanque, el espacio entre ambos se denomina espacio en cuña y se encuentra lleno de nitrógeno. En este espacio se monitorea continuamente el gas del GNL y el gas Nitrógeno seco para detectar posibles fugas. Además, se mide la temperatura en el casco interno del buque y la temperatura y nivel del pozo de sentina (donde se acumularía el GNL si se liberara). En caso de una perdida a partir de una pequeña grieta en el tanque de almacenamiento, el LNG fluiría hacia abajo a través del espacio en cuña. La fuga se conduciría hacia el aislamiento de doble fondo, que actúa como una bandeja de goteo, y eventualmente se recogería en el pozo de sentina. El LNG se evaporará y se ventilará a través del mástil de ventilación del espacio de carga.

Los tanques se encuentran en compartimentos diferenciados y están protegidos por cubiertas de acero en la cubierta del barco. Contienen válvulas de seguridad para ventilación y regulación de la presión en el espacio de carga (de 2 a 3 por tanque) para evitar el ingreso de aire y humedad que pueda dañar la superficie y la rotura del tanque.

Cada tanque cuenta con 2 bombas (900 m^3/h cada una) para la descarga de GNL a los buques metaneros. Además, el Hilli está equipado con 2 bombas pulverizadoras (25 m_3/h) para suministrar LNG para el enfriamiento de los tanques de carga por pulverización.

Refrigeración. Consiste en un ciclo cerrado simple en el que el refrigerante es comprimido, condensado, enfriado, expandido y calentado mientras suministra refrigeración al gas natural de alimentación.

El refrigerante en forma de vapor a baja presión sale de la parte superior del intercambiador de refrigerante y se dirige al compresor de refrigerante donde se comprime en una primera etapa. Este vapor pasa a un enfriador interetapa donde se enfría y condensa parcialmente. A continuación, en un tambor interetapa se separa el vapor y el líquido. El vapor se dirige a la segunda etapa del compresor, mientras que el líquido se bombea a la descarga de la segunda etapa del compresor.

En la segunda etapa del compresor, el vapor comprimido se mezcla con el líquido del tambor interetapa y se enfría en el condensador de refrigerante. A partir de allí, la mezcla parcialmente condensada fluye hacia el Separador de Descarga de Refrigerante, donde se separan el vapor y el líquido. El líquido refrigerante se bombea hacia la parte superior del intercambiador de refrigerante principal, donde recibe enfriamiento adicional de líquidos pesados (si se utilizan). El vapor se mezcla nuevamente con el líquido refrigerante en la parte superior del intercambiador.

El refrigerante a alta presión y temperatura fluye hacia abajo a través del intercambiador de refrigerante principal, donde se condensa completamente a aproximadamente -157 °C a -160 °C

El compresor de refrigeración es accionado directamente por una turbina de gas que puede emplear como combustible gas de alimentación de entrada, Flash-gas o líquidos pesados.

Regeneración de aminas. Los drenajes de amina se recogen del fondo de la columna de stripping y se dirigen a un sumidero de aminas desde donde se bombean a un filtro de carbón activado y luego al tanque flash de aminas para su despresurización. Desde ahí, se bombea la amina para su almacenamiento en el tanque de reposición.

6.2 SISTEMAS Y PROCESOS AUXILIARES

Las utilidades del proceso de licuefacción incluyen todos los sistemas necesarios para apoyar todo el proceso de licuefacción en cada una de sus etapas. Cada sistema está diseñado para proporcionar soporte crucial, asegurar la eficiencia operativa y mantener la seguridad durante el proceso.

Sistema de reciclaje de Flash-gas y BOG. Este sistema permite la recuperación de gas para que pueda regresar al proceso y así mejorar la eficiencia operativa. El Flash-gas del tanque flash de GNL se mezcla con el BOG (*Boil off Gas*) de los tanques Moss y luego se calienta la mezcla en un intercambiador de calor mediante una corriente de gas de alimentación tratado a una temperatura superior a - 29 °C. El Flash-gas caliente se comprime en un compresor hasta aproximadamente los 12 bar. Son dos compresores de tornillo que funcionan al 50% y utilizan aceite lubricante. El gas comprimido se enfría en el enfriador de descarga del mismo compresor y luego pasa a través de un filtro y un coalescedor para asegurar que el contenido de aceite sea menor a 1 ppmw. El equipo de compresión de Flash-gas y gas de reciclaje se encuentra en el estribor de popa. El gas excedente se envía devuelta a las instalaciones de entrada o al sistema de gas combustible.

Sistema de vapor. El sistema de vapor del buque FLNG se utiliza como medio calefaccionante de proceso y como fluido motriz de turbinas de generación eléctrica. Se proporciona vapor a los intercambiadores de proceso y a varios otros procesos auxiliares, y genera electricidad que contribuye a hacer al buque autosuficiente en términos de energía.

Se tienen 4 generadores de vapor de recuperación de calor (HRSG) que aprovechan el calor residual de las turbinas de gas del proceso de licuefacción. Cada unidad está situada sobre el turbocompresor de gas del compresor de refrigerante para recuperar calor de los gases de escape. En cada intercambiador de calor, los gases de combustión calientes que salen de la turbina transfieren calor por convección a una serie de tubos horizontales por donde circula el agua de alimentación. Después de pasar por los tubos, el gas de escape se libera a la atmósfera a través de la chimenea del HRSG.

Adicionalmente, el buque cuenta con dos calderas generadoras de vapor. Estas pueden funcionar a gas combustible, diésel, fueloil pesado (HFO), diésel marino o Flash-gas. La presión y temperatura máxima operativa son 60 barg y 513°C.

En los HRSG se genera vapor a alta presión y sobrecalentado (44.7 bara y 399°C) que se combina con el vapor generado por las calderas del buque. Este vapor se suministra tanto para el calentamiento del gas de regeneración, en los calentadores de los deshidratadores, como para la producción de electricidad en los generadores de turbina de vapor (STG). Hay dos generadores de 30 MW, pero solo se opera un generador a la vez. A partir de este sistema, los STG tienen un suministro continuo de vapor para operar, ya sea desde los HRSG o desde las calderas del barco, dependiendo de la disponibilidad y demanda.

Las variaciones menores en el sistema de vapor se manejarán con el uso del condensador de descarga. Las variaciones más grandes se pueden controlar utilizando una pila de derivación en el escape de la turbina hacia el HRSG.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 183

Además del vapor de alta presión utilizado para generar electricidad, se extrae de los STG un vapor intermedio de baja presión (6 bara) que se utiliza para aplicaciones específicas de calefacción: calentamiento del sistema de aminas, calentamiento del fraccionador, sobrecalentamiento del gas combustible, desaireador del HRSG y tambor de recolección de condensados.

El vapor de escape de los generadores de turbina de vapor fluye hacia un condensador acoplado, que utiliza agua de mar como agua de enfriamiento para condensar completamente el vapor. Los condensados son recirculados a los HRSG o a las calderas del buque para que vuelvan a ser calentados.

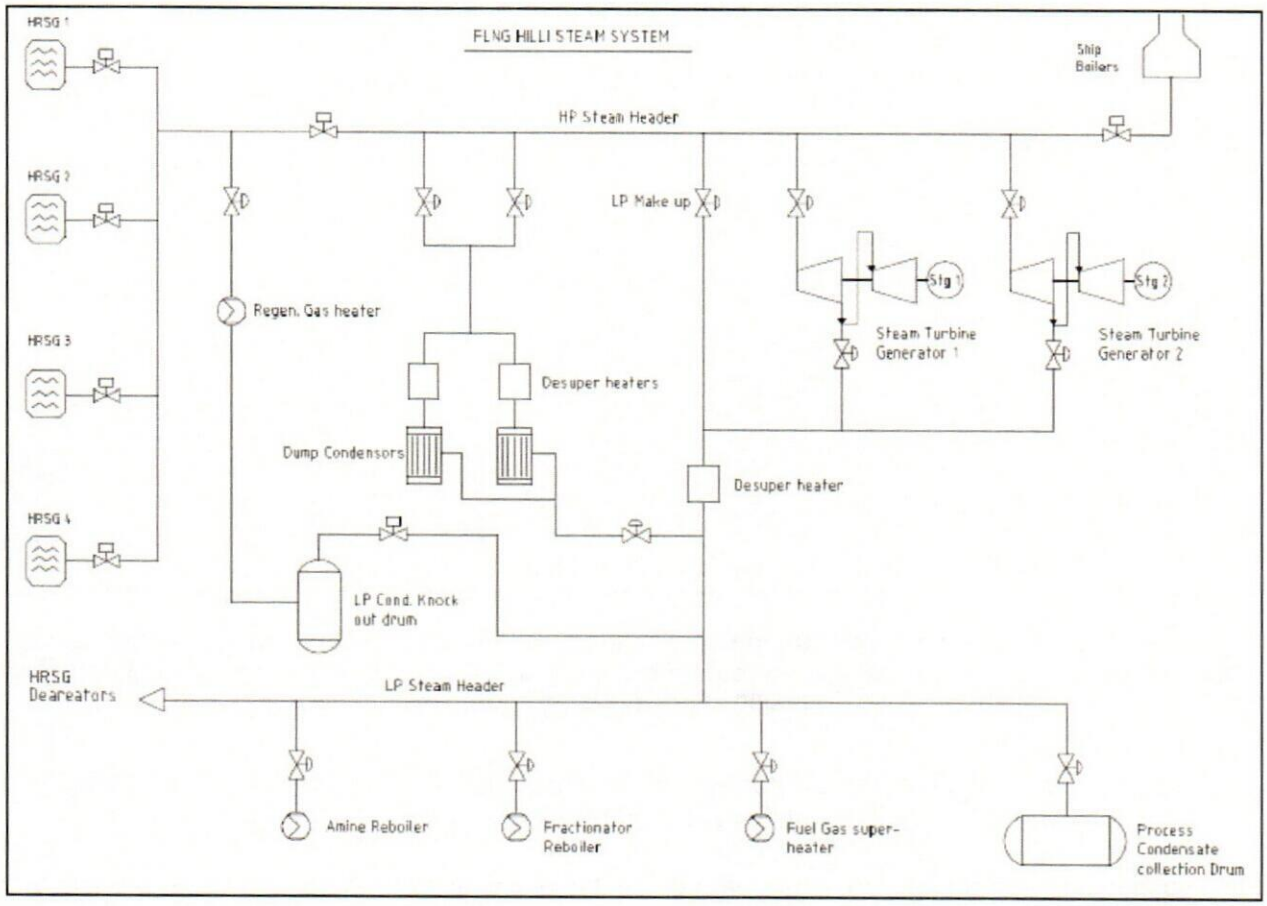


Figura 23. Sistema de vapor del FLNG Hilli. Fuente: FLNG Hilli Safety Case 0003 Facility description.

Sistema de enfriamiento. Durante el funcionamiento de la planta de licuefacción, los sistemas de refrigeración, vapor, maquinaria y motores producen calor residual. Este excedente de calor requiere de un sistema de enfriamiento para asegurar el mantenimiento de condiciones operativas óptimas.

En total, hay 7 sistemas de enfriamiento a bordo del Hilli. 5 de ellos son sistemas combinados de agua de mar y agua dulce (proveniente de la planta de ósmosis inversa), y los 2 restantes funcionan solo con agua de mar.

En los sistemas combinados, el agua dulce circula por un circuito cerrado transfiriendo el calor a un sistema abierto de agua de mar. Estos se encuentran distribuidos a lo largo del barco sobre la cubierta y se emplean para enfriar:

1) Las unidades de proceso. Es el sistema de enfriamiento más importante a partir del cual se enfría agua dulce que recibirá el calor proveniente de los condensadores de refrigerante y otros equipos asociados a los cuatro trenes de licuefacción. Se consumen 38000 m^3/h de agua de mar. En el sponson de babor hay dos salas de bombas con 10 cámaras en total, cada una alimenta una bomba y un intercambiador de calor. 8 bombas se encuentran operativas y 2 funcionarán como back-up. Luego de pasar por el intercambiador, las salidas se conducen por dos colectores (uno hacia popa y otro hacia proa). Respecto al suministro de agua dulce, esta es bombeada por 6 bombas para que circule por el interior de estos 10 intercambiadores.

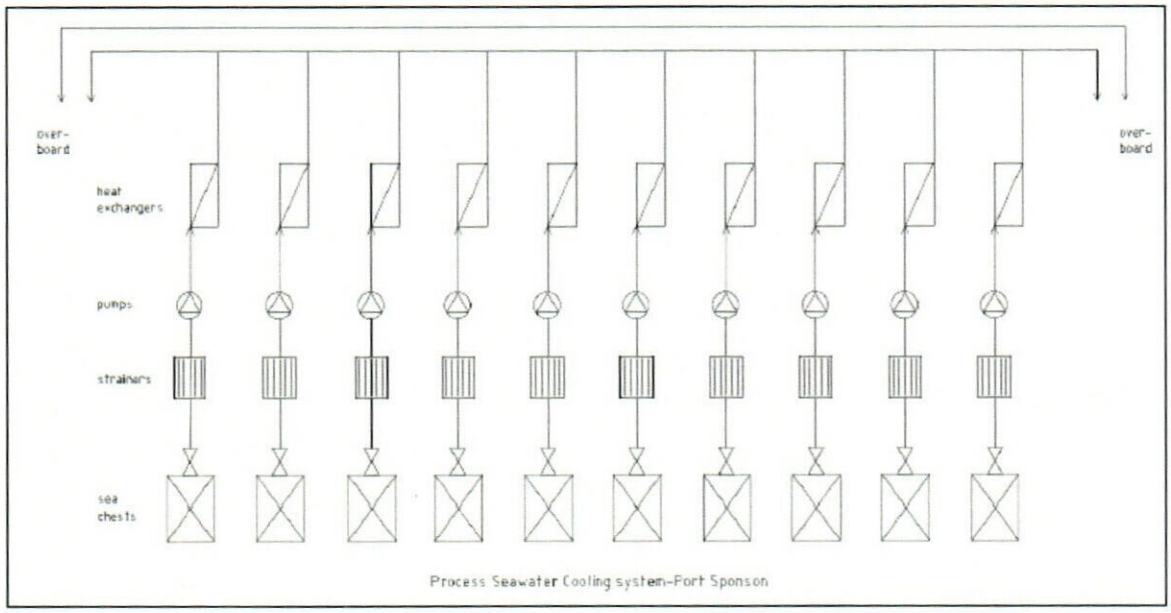


Figura 24. Sistema de enfriamiento principal de unidades de proceso. Se trata de 8 bombas que extraen agua de mar para satisfacer un requerimiento de 38000 m^3/h. Fuente: FLNG Hilli Safety Case 0003 Facility description

2) La sala de máquinas, las utilidades y el generador de gas. Se asocia a la refrigeración de los motores de combustión de los distintos generadores.

Para la sala de máquinas, se tiene una única toma de agua que sirve a una bomba y un intercambiador de calor durante la operación (un segundo conjunto funciona a modo de reserva). Enfría el agua dulce que se utiliza en los sistemas de aire acondicionado y de enfriamiento de provisiones, compresores de nitrógeno y aire de instrumentos, lubricación de generadores de turbina, bombas de alimentación de calderas y rodamientos del eje de la hélice. También, se usa el agua de mar para el enfriamiento directo de los generadores esenciales. Por último, se menciona que se suministra una parte del agua requerida por el condensador atmosférico de la caldera de vapor. El agua dulce circula por estos dos intercambiadores enfriados por agua de mar.

Respecto a las utilidades ubicadas en el sponson de estribor, este sistema consiste en 2 tomas de mar, 2 bombas y 2 intercambiadores de calor. Está diseñado para enfriar agua dulce utilizada en los sistemas de aire acondicionado, los enfriadores de aceite lubricante de los generadores de turbina de vapor y la parte eléctrica de los generadores de turbina de vapor. Con una bomba en funcionamiento es suficiente para servir a toda la capacidad del sistema. Se emplean dos bombas para hacer circular el agua dulce por los dos intercambiadores.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
136
FOLIO N°

En el sponson de Babor de utiliza agua de mar para enfriar el agua dulce de las siguientes utilidades: sistemas de aire acondicionado, transformadores y motores eléctricos para los sistemas de enfriamiento de procesos. Consiste en 2 tomas de agua de mar, 2 bombas y 2 intercambiadores de calor. Se colecta el agua de salida en el mismo colector que el sponson de estribor. Se tienen dos bombas para hacer circular el agua dulce.

En la proa, hay dos tomas de agua que abastecen 3 bombas y 3 intercambiadores de calor. Está diseñado para enfriar agua dulce utilizada en la refrigeración de los motores de gas y generadores eléctricos en la proa. Se necesitan dos de las tres bombas para operar ambos motores de gas. Se emplean dos bombas para hacer circular el agua dulce por el circuito cerrado.

Los sistemas de enfriamiento a base de agua de mar tienen un Sistema de Prevención de Crecimiento Marino (MGPS). Para ello, se utiliza un proceso electro-catalítico para extraer cloro del agua de mar. Luego, este cloro se inyecta en las partes del sistema de enfriamiento que son susceptibles al crecimiento marino, previniendo así la propagación de organismos que pueden obstruir las tuberías y afectar la eficiencia del sistema. También, se emplean filtros para asegurar el caudal de agua necesario y evitar obstrucciones.

3) El condensador de la turbina de vapor y el condensador principal asociado a la turbina de vapor ubicado en la popa.

En el sponson de estribor, un sistema de 4 circuitos separados de agua de mar, cada uno equipado con su propia toma de mar, bomba y válvula de salida. Cada circuito sirve ya sea a un condensador principal o a un condensador de desvío para las 2 turbinas de vapor. No hay intercambiadores de calor de agua dulce en este sistema.

En la popa, un sistema de dos tomas de mar y dos bombas de hélice sirven al condensador principal de las calderas principales en la sala de máquinas de popa. Se requiere que funcione al menos una bomba para descargar toda la capacidad de vapor de las calderas. No hay intercambiadores de calor de agua dulce en este sistema.

Sistema de antorchas. Este sistema se encarga de manejar y quemar gases excedentes de forma segura, separando líquidos y evitando la entrada de aire, para mantener un funcionamiento eficiente y seguro del sistema. Consiste en una torre de 98 m con tres cabezales de antorcha que recorren toda el área de proceso sobre la cubierta principal. Las antorchas cuentan con tambores de separación que permiten eliminar líquidos de la corriente de gas para evitar que se quemen afectando la eficiencia y seguridad del proceso.

- El cabezal de antorcha fría está conectada a todas las fuentes que contienen gases secos o líquidos criogénicos. El vapor se dirige a través de un tambor de separación de antorcha fría (KO Drum) y termina en la punta de antorcha fría ubicada en la pila de antorchas en la proa del barco.

- El cabezal de antorcha caliente es necesario para cualquier fuente que contenga H_2O debido al potencial de congelación si el agua entra en contacto con un líquido criogénico. Luego de pasar por el tambor de separación de antorcha caliente (KO Drum), el vapor que sale del cabezal de antorcha se quema en la punta de antorcha caliente en la pila de antorchas.

- El cabezal de baja presión recibe gas de baja presión, que principalmente sirve a los sistemas de almacenamiento y transferencia de GNL. Permite la quema de gas natural y nitrógeno. No hay tambores de separación por manejar gases secos.

Además del manejo de líquido en la corriente de gas, se debe evitar el ingreso de aire en el sistema. La introducción de gas combustible o nitrógeno al final de todas las ramas en los cabezales de antorcha permite mantener purgado todo el sistema.

Por último, se tiene un ducto de ventilación atmosférica que se emplea para la eliminación de vapores de refrigerante en los tanques de almacenamiento o en los trenes de licuefacción (sólo en condiciones especiales). Permite mantener los quemadores sin necesidad de quemar combustible o cuando las antorchas están fuera de servicio.

Sistema de gas combustible (Fuel Gas). Este sistema se encarga de suministrar gas a diferentes presiones según las necesidades de los diversos equipos y procesos. Se prevé un sistema de compensación para garantizar el suministro continuo a los usuarios críticos en caso de insuficiencia del gas de regeneración. El gas combustible a alta presión, junto con líquidos pesados bombeados, líquidos y gas de regeneración comprimido, proporciona energía a los turbocompresores de refrigerante. Otros procesos requieren gas combustible a menor presión. Este gas se extrae de la corriente de gas de regeneración justo antes de su compresión. Si el gas de regeneración no puede suministrar suficiente combustible, una línea de compensación desde el gas de alimentación del buque FLNG está disponible para mantener el suministro de gas a procesos críticos, como el sistema de antorchas y los sistemas de gas piloto.

Sistema de drenaje y reposición de Aminas. Este sistema asegura que la amina utilizada en el proceso de tratamiento se recicle y limpie adecuadamente, y que se reemplace con amina fresca según sea necesario para mantener la eficiencia del sistema. Los drenajes de amina de los equipos en el sistema de amina fluyen hacia el sumidero de aminas (*Amine Sump*). La amina, desde la bomba del sumidero de aminas, pasa a través del filtro de carbón del sumidero de aminas y regresa al sistema de aminas entrando en el tambor de despresurización de aminas (*Amine Flash Drum*). El sumidero se limpia con gas combustible que se purga hacia la antorcha. La amina fresca, 100% pura, se almacena en el tambor de reposición de aminas (*Amine Make-Up Drum*). Se bombea al sistema de aminas aguas arriba del tambor de despresurización de aminas.

Sistema de nitrógeno. Este sistema asegura que los procesos reciban el nitrógeno necesario para mantener su funcionamiento eficiente y seguro.

Sistema de aire comprimido. Este sistema asegura que los procesos reciban el aire comprimido necesario para los procesos y la instrumentación.

Sistema de agua desmineralizada. El suministro de agua desmineralizada de alta pureza es crucial para el funcionamiento eficiente y continuo de la unidad de aminas y el sistema de vapor del buque FLNG.

Sistema de agua contra incendios. Este sistema está diseñado para proporcionar una cobertura completa y eficiente al proceso de licuefacción, integrándose con el sistema existente del barco y utilizando varios métodos de protección para garantizar la seguridad contra incendios (estaciones de mangueras y monitores de agua elevados, entre otros).

Sistema de drenaje de agua de sentina. Este sistema está diseñado para recolectar y tratar el agua contaminada con aceite de manera efectiva, utilizando un separador para reducir el contenido de aceite a niveles seguros (5 ppm) (ver punto 6.4.4).

Sistema de lastre. Permite mantener la estabilidad del buque para distintas condiciones de carga, desde tanque llenos con GNL, con restos de gas licuado o vacíos. En la sala de máquinas hay dos tomas de agua de mar (cofres de mar o *chest*) que abastecen este sistema. Se almacena en 18 tanques, 10 ubicados en la parte inferior y 4 en cada sponson. Estos tanques están conectados por lo que el agua se transfiere entre ellos hasta ser finalmente eyectada también bajo la sala de máquinas.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CA
137
FOLIO N°

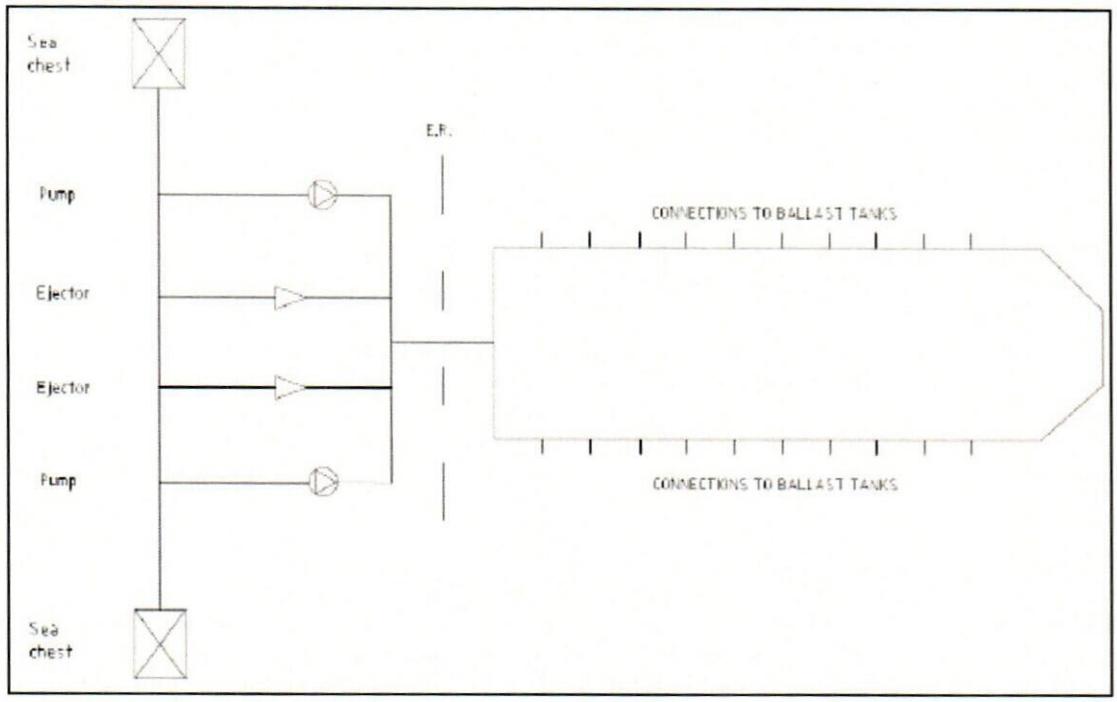


Figura 25. Sistema de lastre: arreglo de bombas, eyectores y tanques. Fuente: FLNG Hilli Safety Case 0003 Facility description.

Sistema de aceite usado. Este sistema recolecta los restos de aceite que se generan. Consta de dos tanques, uno 30 m³ en el espacio de maquinaria del sponson de estribor, y otro de 8 m³ donde se ubica la maquinaria en la proa. A este tanque deriva el HFO recolectado en el tanque de drenaje de la sala de máquinas. El aceite/lodo puede ser transferido entre tanques y descargado a un buque de suministro a través de una conexión MARPOL en la cubierta.

6.3 FASES OPERATIVAS

6.3.1 Posicionamiento del Buque FLNG

El Sistema de Amarre SSY (por sus siglas en inglés, *Soft Yoke System*) del buque FLNG consiste en una base metálica anclada al lecho marino por tres pilotes. Esta base a su vez cuenta con dos brazos amortiguados desde los cuales se conectan sendas cadenas que son las que se unen al casco del barco. Abarca en el fondo marino con un área total de 50 m^2. El lecho marino donde se posiciona es nivelado y despojado de escombros y rocas.

En el fondo marino se apoyan 3 pilotes. Una estructura giratoria (torreta) conecta la base del pilote con el brazo del yugo lo que permite que el buque pueda girar 360° en función de las condiciones de viento y oleaje. A su vez, el brazo de yugo está conectado en 2 puntos a la proa de la FLNG mediante cadenas de amarre idénticas.

Desde el SSY hasta la unidad FLNG el gas se conduce por un riser flexible de 14 pulgadas y 70 m. Se trata de una tubería que está dimensionado para un caudal de 440 millones de pies cúbicos por día a 70 bar, con una presión de diseño máxima de 150 bar.

6.3.2 Puesta en Marcha y Ensayos

Inicialmente, todo el gas recibido se dirige hacia el sistema de antorchas del buque FLNG donde se quema mientras se secan las líneas de flujo y se ajusta el gas de entrada a las especificaciones.

Luego, se realiza la puesta en marcha de las turbinas de gas, seguidas por los compresores de refrigerantes y la introducción de gas con purga final antes del enfriamiento de los trenes de producción de GNL.

6.3.3 Descarga de GNL

Los buques metaneros (*LNG carriers*) que arriben a tomar carga serán variados y provendrán de la flota internacional de GNL. Esa flota tiene un amplio rango de capacidades de carga, sin embargo, el 85% de la flota tiene capacidades entre 130.000 y 180.000 m^3 de GNL.

Debido a la mayor capacidad de carga de los buques metaneros respecto a la capacidad de almacenamiento del buque FLNG, cada operación de carga se realiza en dos etapas: una carga inicial proveniente de los tanques de almacenamiento, y una carga complementaria proveniente directamente del sistema de licuefacción hasta completar la capacidad de carga del buque metanero.

Las operaciones de carga son asistidas por tres remolcadores, dos de los cuales asisten al buque metanero para su posicionamiento y amarre al buque FLNG, y el tercero asiste a este último manteniendo su posición. En la Figura 26 se observa la maniobra de acercamiento y amarre del buque metanero, junto con la posición de asistencia de los remolcadores. Se estima que un cuarto remolcador quedara en espera para ser llamado en caso de ser requerido.

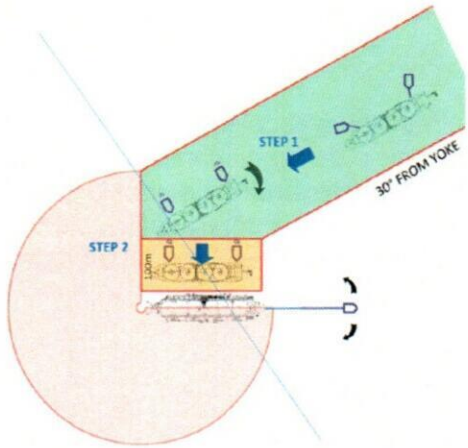


Figura 26. Esquema de maniobra de acercamiento y amarre de un buque metanero al buque FLNG. Fuente: Especificaciones Técnicas Servicio: Estudio de Impacto Ambiental FLNG (SOUTHERN ENERGY S.A, 2024).

El buque metanero se amarra al buque FLNG mediante un sistema de líneas y ganchos de amarre de liberación rápida (capacidad de 150 toneladas cada uno), separados mediante una serie de defensas marca Yokohama. Una vez amarrado el buque metanero al buque FLNG (posición de amarre conocida como buque abarloado), se procede a la conexión de los cuatro brazos rígidos para la operación de transvase *ship to ship*.

Los cuatro brazos se dividen en dos brazos de carga, un brazo de retorno de vapor y un brazo de reserva con capacidad dual. Están montados en el lado estribor, a la altura media del barco. Los brazos están equipados con acopladores hidráulicos que permiten la conexión y desconexión rápida asistida por un sistema de orientación para acoplamiento seguro. También, poseen acopladores de liberación de emergencia con válvulas de corte dobles.

La capacidad de descarga permite la transferencia de 10.000 m^3/h de GNL utilizando 3 de los 4 brazos (2 brazos líquidos de 5.000 m^3/h c/u + 1 brazo vapor de 17.500 m^3/h de capacidad máxima). El tiempo de descarga es de 13 h.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
138
FOLIO N°

El sistema de licuefacción de GNL, el sistema de almacenamiento de GNL y el sistema de descarga de GNL están diseñados para permitir la producción de GNL simultáneamente con las operaciones de descarga de GNL. También, en caso de que los tanques de carga del FLNG necesiten enfriarse primero, es posible transferir y recibir LNG de los metaneros.

Todo el proceso de descarga es controlado remotamente por un Sistema de Control y Seguridad Integrado (ICSS por sus siglas en inglés). Se controlan válvulas, bombas, sensores de presión y temperatura. Los tanques de lastre cumplen una función relevante durante la operación de transferencia de LNG ya que garantizan que la estabilidad, inclinación y tensiones del casco sean óptimas y seguras.

6.3.4 Operaciones de Apoyo

Las operaciones de apoyo incluyen el suministro de agua y comida, consumibles, reposición de químicos y refrigerantes, así como la disposición de residuos.

A esto hay que agregarle las operaciones programadas de mantenimiento, con su logística específica de carga y descarga de personal (turnos rotativos), consumibles y repuestos.

6.3.4.1 Centro de Soporte Logístico

Es la base logística incluyendo depósito y oficinas (ver punto 2.4).

6.3.4.2 Muelle San Antonio Este

Es el muelle designado para las operaciones de los buques de apoyo, incluyendo el traslado de personal y suministro de materiales y provisiones varias (ver punto 3.2).

6.3.4.3 Embarque de la Tripulación

El Hilli está equipado con plataformas de atraque para embarcaciones de apoyo en el extremo de la popa de ambos sponsons. Se accede por una estructura de acero de 4 niveles con una jaula de seguridad para prevenir accesos no autorizados.

El personal total de Hilli es de aproximadamente 170 personas, con 80 personas a bordo en todo momento. Cada posición es ocupada por dos personas que trabajan bajo un esquema 4 x 4, cuatro semanas a bordo, cuatro semanas de franco.

El personal rota todas las semanas para mejorar la calidad de las operaciones por lo tanto 20 personas están llegando y 20 personas bajando del FLNG cada semana.

Adicionalmente, se realizan viajes de suministro o llegada y retiro de visitantes por lo cual las travesías hacia y desde el FLNG suelen ser al menos 2 veces por semana.

6.3.4.4 Transferencia de Suministro y Materiales

El Hilli está equipado con una serie de grúas electrohidráulicas de distintas capacidades (de 3, 5, 12 y 40 tn) ubicadas en cubierta para el manejo de suministros entre el área de acopio (sponson de babor) y las embarcaciones que llegan. Además, permiten el manejo de equipos pesados y contenedores a bordo que no pueden ser movilizados por otros medios.

6.3.4.5 Embarcaciones de Apoyo

Dentro de las embarcaciones de apoyo se encuentran: el buque de apoyo PSV (Dynamic Positioning Navigation System Type DP2) de la FLNG; los remolcadores que asistirán a los buques metaneros y la FLNG; y las lanchas de traslado de insumos y personal.

Se requiere al menos un remolcador disponible (con tracción a punto fijo de más de 65 toneladas fuerza) para las operaciones de atraque y desatraque del buque FLNG, y dos para asistir a los buques metaneros.

Es importante disponer en las cercanías de remolcadores para la asistencia en salidas anticipadas o en situaciones de emergencia. Están capacitados y equipados para proporcionar apoyo en casos de incendio.

6.4 ASPECTOS OPERATIVOS

6.4.1 Generación de Energía y Consumo Energético

El buque HILLI EPISEYO FLNG tiene capacidad de generación de energía para satisfacer las demandas de carga de proceso y servicios auxiliares:

- Traslado del buque
- Operación de la FLNG
- Parada para realizar tareas de mantenimiento

Dispone de equipamiento eléctrico esencial, para condiciones normales de operación y de emergencia:

El servicio esencial opera a 440 V y debe garantizar el funcionamiento básico de las instalaciones productivas y las áreas de vivienda de la tripulación. En la sala de máquinas se encuentran los 2 generadores diésel esenciales que con una capacidad de 2.8 MVA cada uno alimentarán:

- Sistema de agua contra incendios.
- Sistemas de enfriamiento con agua fresca y de mar.
- Sistemas de sentinas y lastre.
- Alojamientos, lavandería, cocina y sistema de alcantarillado.
- HVAC (Heating, Ventilation, and Air Conditioning: Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado).
- Planta de Nitrógeno.
- Aire Comprimido.

También, el buque cuenta con una turbina de vapor que alimenta a un generador de 2.5 MVA. Este se usa solo durante el viaje hasta el sitio de instalación, y como respaldo si uno de los ESDG no está disponible debido a mantenimiento.

Por otro lado, el servicio normal es aquel que facilita la operación regular de la unidad FLNG. Se compone de:

- 2 generadores de turbina de valor (STG) de 37,5 MVA cada uno, los cuales se ubican en una sala de máquinas ubicada en el estribor del sponson -proyección lateral de la estructura del barco. Una se encuentra operativa y la otra funciona como reserva.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
139
FOLIO N°

- 2 generadores de gas Rolls-Royce (11,25 MVA c/u), estos últimos se encuentran en la proa debajo del puente principal.
- 1 generador de expansión de LNG de 740 KW (cuyo principio de funcionamiento reviste en transformar nuevamente el LNG en gas y utilizar ese incremento de volumen para mover una turbina).

En conjunto alimentarán:

- Compresores de gas (11 kV).
- Bomba de circulación de amina (11 kV).
- Bombas de refrigerante (11 kV).
- Bombas de enfriamiento (11 kV).
- Bombas de Carga de LNG (440 V).
- Bombas de Proceso y Calentadores (440 V).
- HVAC (Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado) (440 V).
- Bombas de Condensadores (440 V).
- Servicios Generales (Utilities) (440 V).

Por último, el servicio de emergencia opera a 440 V y es alimentado por un generador diésel de 2.5 MVA (utilizado únicamente para este fin) que se ubica en un recinto especial entre las chimeneas. Se incluyen los siguientes equipos y sistemas críticos:

- Iluminación de emergencia.
- Luces de navegación.
- Bombas de incendio y sistema de lucha contra incendios.
- Puertas estancas y escotillas.
- Sistemas de comunicación.
- Sistemas de alarma.
- Sistemas de ESD (Emergency Shutdown) y F&G (Fire & Gas).
- Equipos y sistemas necesarios para el arranque desde una condición de parada total (Dead ship)
- UPS (Uninterruptible Power Supply, Sistema de Alimentación Ininterrumpida).

De forma complementaria, un conjunto de baterías que componen el Sistema de Alimentación Ininterrumpida del buque brinda un respaldo mínimo de 30 minutos a varios sistemas de navegación y emergencia. El Hilli está equipado con un Sistema de Gestión de Energía que garantiza el suministro para todas las condiciones operativas. El estado del sistema, la distribución y el monitoreo de la energía eléctrica se controla desde la Sala de Control Central (SCC)

6.4.2 Insumos Principales

A continuación, se resume el inventario de todas las sustancias empleadas por el buque.

Tabla 9. Inventario de insumos del buque FLNG.

Sustancia	Cantidad
Refrigerantes	197 Tn en trenes de licuefacción 94 Tn (¿) almacenadas
Gas natural (en estado líquido y gaseoso)	166 tn en todo el proceso 58.500 tn (125.000 m^3) en los tanques de carga
Aminas	29 tn
Diésel	5.800 m^3
MDO	1.860 m^3
Aceites	Lubricantes: 220 m^3 Hidráulico: 6 -10 m^3

El suministro de combustibles para la embarcación se encuentra en el sponson de estribor en el extremo delantero del sector donde se descarga el LNG. Se cuenta con sistemas que abastecen de diésel, fueloil pesado (HFO) y aceite lubricante.

- **Diésel**

El diésel se utiliza para los generadores de energía (esenciales y de emergencia), los motores de las bombas de incendio y como combustible de respaldo para las calderas. Su uso será circunstancial.

- **Marine Diesel Oil (MDO) o Diésel Marino**

El consumo de Combustible Diesel Marino (MDO) podrá suceder en:

- Generadores de energía de emergencia y esenciales
- Generadores de energía principal de combustible dual
- Bombas de agua contra incendios

Se espera que el consumo de MDO sea muy bajo, ya que se utilizará únicamente durante las pruebas de rutina de los equipos y emergencias. No se utiliza durante la operación normal. El MDO se transferirá al buque mediante un barco de suministro una vez al año o menos (debido al bajo nivel de consumo). El combustible será provisto por proveedores locales.

Los generadores de la FLNG están diseñados para funcionar con gas natural por lo que el consumo de MDO será puntual para situaciones anormales o de emergencia.

Se suministrará combustible diésel al buque aproximadamente una vez por año debido al bajo nivel de consumo.

- **Heavy Fuel Oil (HFO) o Fuel Oil Pesado**

El HFO sólo se utiliza en las calderas del barco por el sistema de propulsión para su traslado hasta el punto de anclaje. Los tanques son de doble fondo y estarán vacíos durante la vida útil del proyecto.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
140
FOLIO N°

- **Gas Combustible**

El gas combustible proviene de dos fuentes principales: el fraccionamiento de líquidos pesados durante la licuefacción y del gas de regeneración comprimido luego de sistema de pre-tratamiento de gases.

Alimenta a las turbinas de gas de los compresores de los trenes refrigerantes (luego de sobrecalentarse), a los generadores de gas, las calderas y antorchas.

También se puede utilizar como combustible el Flash-gas y el Boil-Off gas (BOG).

- **Aceite**

El aceite lubricante se utiliza para reducir la fricción entre partes móviles, en este caso se abastece para su uso en los generadores de las turbinas de vapor.

- **Nitrógeno**

Por un lado, se lo utiliza como componente de la mezcla de refrigerante (99.9% puro). Además, se emplea para el purgado y la inertización de equipos (97 % puro). De forma secundaria, si fuese necesario, para sellar equipos rotativos y equipos de refrigeración. Esto se proporcionará mediante una planta que comprende dos generadores de nitrógeno con tecnología de membrana. Se incluye un tanque de reserva de nitrógeno con una capacidad de 100 m^3.

- **Aire Comprimido**

El aire deberá ser filtrado, seco y libre de aceite para uso continuo. Se cuenta con dos sistemas diferenciados para suministro de planta de licuefacción (Aire de Planta) y otro para equipos fuera de esta (Aire Instrumental).

El sistema cuenta con 7 compresores de aire de alimentación comunes (con una capacidad de hasta 2.484 m^3/h y una presión de descarga de 12 barg cada uno) y un acumulador de aire instrumental, con una capacidad de 100 m^3 que permite mantener la operatividad en condiciones de emergencia o falla del sistema principal.

- **Refrigerantes**

Se utilizan como refrigerantes para el proceso de licuefacción: nitrógeno, metano, propano, etileno, propano e isopentano. Estos componentes provienen de:

- El nitrógeno (con pureza del 99,9%) es proporcionado por el sistema de generación de nitrógeno a bordo.
- El metano se obtiene del gas tratado después de la deshidratación, o del BOG.
- Los otros componentes de refrigerante se proporcionan desde los tambores de reposición de refrigerante.

El abastecimiento de etileno, propano e isopentano se realiza mediante el suministro de isotanques que se encuentran en el área de depósito. De ahí se transfiere a los tanques de almacenamiento permanente que están en el lado estribor.

En base a las estimaciones de consumo para las condiciones del proyecto con cuatro trenes en funcionamiento:

Tabla 10. Consumo estimado de refrigerantes por trenes de refrigeración

Consumo de Refrigerante		
Componente	4 Trenes de Licuefacción	
	Tn / mes	Tn/año
Nitrógeno	0,560	6,72
Metano	1,212	14,54
Etileno	1,978	23,74
Propano	4,43	53,16
Isopentano	8,23	98,76
Total	16,41	197

Se mantendrá un suministro de los componentes del refrigerante mixto único, con un stock para dos trenes de refrigeración.

Los recipientes de almacenamiento de refrigerante están ubicados en la popa del sponson de estribor y pueden contener suficiente para aproximadamente 2 inventarios de trenes de refrigeración.

Al iniciar, con el requisito de llenar los cuatro trenes y tener en almacenamiento suficiente refrigerante para rellenar un tren, se requiere el siguiente inventario:

- Etileno: 30 toneladas.
- Propano: 66 toneladas.
- Isopentano: 123 toneladas.

➢ **Aminas**

El abastecimiento de amina se realiza mediante isotanques que se cargan desde el punto de acceso al buque y luego se transfiere hasta los tanques de almacenamiento permanente.

6.4.3 Provisión y Consumo de Agua de Mar

Se requerirá agua de mar tanto para el enfriamiento de distintos procesos como para la producción de agua dulce para abastecer, por ejemplo, los sistemas contra incendios, entre otros procesos.

El agua cruda será tratada para eliminar sólidos y prevenir el crecimiento de organismos marinos, y así evitar la obstrucción del sistema y la corrosión.

➢ **Sistemas de Enfriamiento**

Los Sistemas de Enfriamiento son sistema abiertos e independientes (el agua no toma contacto con otros fluidos o equipos) que utilizan agua de mar. Este sistema consta de una serie de cámaras situadas en la parte inferior del casco del buque, desde donde se toma el agua utilizando una serie de bombas. Se asume que toda el agua utilizada en los Sistemas de Enfriamiento será descargada posteriormente, libre de hidrocarburos, a una temperatura superior a la inicial debido al intercambio térmico.

La demanda total de agua de mar de la FLNG para enfriamiento se calcula en aproximadamente 53.000 m^3/h durante las operaciones normales, que es el mismo caudal de descarga.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CA...
141
FOLIO N°

Esto incluye una demanda continua para el enfriamiento del proceso de licuefacción de LNG en la parte superior de aproximadamente 38.000 m^3/h, y una demanda variable de hasta 12.000 m^3/h para el enfriamiento del condensador principal de vapor y el condensador de descarga. Se requieren aproximadamente 2.000 m^3/h adicionales para enfriar los motores de gas delanteros y otros 1.000 m^3/h en total para los sistemas centrales de enfriamiento de agua dulce de las salas de máquinas de babor y estribor para equipos varios.

Tabla 11. Consumos de agua de mar para sistemas de enfriamiento.

Proceso	Consumo (m^3/h)
Licuefacción	38.000 m^3/h
Enfriamiento condensadores	12.000 m^3/h (variable)
Enfriamientos motores	2.000 m^3/h
Enfriamiento de agua dulce	1.000 m^3/h
Total	53.000 m^3/h

- **Planta de Ósmosis Inversa**

Por otro lado, se tienen 3 bombas de alimentación de agua de mar adicionales para abastecer a las plantas de ósmosis inversa, donde el agua será tratada para producir agua dulce. Cada bomba tiene una capacidad de 16 m^3/h, es decir, que se extraen 48 m^3/h de agua marina.

El sistema para cubrir las necesidades de agua dulce consiste en 3 unidades de ósmosis inversa, con una con una capacidad 120 t/d cada una (5 m^3/h), ubicadas en el sponson de babor. Además, la FLNG está equipado con 2 evaporadores de 55 t/día, que funcionan como respaldo, en la sala de máquinas de la popa.

Operan en simultáneo 2 plantas de ósmosis inversa para satisfacer la demanda de agua dulce y desmineralizada. El agua dulce se destina a consumo de la tribulación y para procesos u otros propósitos generales, como el lavado de cubierta o sistema de incendios.

Además, se requiere agua desmineralizada con mayor grado de pureza para la unidad de aminas y sistemas de vapor.

El agua dulce es bombeada y almacenada en tanques específicos, ubicados en el sponson de babor y en la sala de máquinas, según su uso.

6.4.4 Generación y Tratamiento de Efluentes

- **Agua de enfriamiento**

El agua de enfriamiento utilizada en el proceso de licuefacción se descargará al mar desde el lado de babor del buque a una profundidad de aproximadamente 3-4 m (calado en torno a los 10 m). Esto ocurrirá a través de cuatro tuberías de descarga dispuestas en pares entre los bastidores del barco, apuntando horizontalmente y en ángulo recto hacia la línea central del barco. La diferencia de temperatura de diseño entre el punto de entrada y el punto de descarga es de 7°C. No obstante, en operaciones normales con cuatro trenes de producción de LNG y ocho bombas de agua de mar que entregan 38.000 m^3/h, se espera que el aumento real de temperatura sea de aproximadamente 5°C.

Por otro lado, se consumen un caudal variable de 3.500 m^3/h para el enfriamiento directo con agua de mar de los condensadores de las turbinas de vapor. Se disponen de dos salidas laterales desde el lado de estribor del buque LNG a aproximadamente 3-4 m de profundidad en los bastidores del buque. La variación de la temperatura de diseño de descarga es de 7°C por encima de la temperatura ambiente del agua de mar circundante. No obstante, para operaciones normales, se estima que el aumento de temperatura no supere los 3°C

El sistema de enfriamiento del condensador principal tiene una demanda variable de 8.500 m^3/h. El agua se descarga por el lado estribor por dos conductos horizontales a una profundidad de 5 m.

Se descargan 2.000 m^3/h de agua dulce utilizada en la refrigeración de los motores de los generadores de gas y eléctricos ubicados en la sala de máquinas de la proa. La salida es horizontal en el bastidor del buque y a una profundidad de 3 m. El diseño operativo es con una diferencia de 7°C superior respecto al valor de captación.

Por último, se descargan 1.000 m^3/h de los sistemas centrales de enfriamiento de agua dulce de las salas de máquinas de babor y estribor de los sponsors. Se tienen dos conductos de salida horizontales, uno a cada lado del buque, que descargan a 5 m de profundidad. Al momento del vuelco, si bien no será mezclada con otras sustancias contaminantes, esta descarga tendrá una temperatura más elevada que la original, estimada en un máximo ΔT de 7°C respecto a la temperatura a la cual se capta el agua.

Tabla 12. Efluentes provenientes de los sistemas de enfriamiento.

Proceso	Efluente (m^3/h)
Licuefacción	38.000 m^3/h
Enfriamiento condensador de vapor	3.500 m^3/h (variable)
Enfriamiento condensador principal	8.500 m^3/h (variable)
Enfriamiento de motores	2.000 m^3/h
Enfriamiento de agua dulce	1.000 m^3/h
Total	53.000 m^3/h

La guía del IFC (2007) sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de gas natural licuado (GNL) del Banco Mundial (IFC), determina que el agua fría o de refrigeración se descargará en las aguas superficiales en una ubicación que facilite al máximo la mezcla y enfriamiento de la columna de agua térmica para garantizar que la temperatura no supere en 3°C la temperatura ambiente en el perímetro de la zona de mezcla, o a 100 metros de distancia del punto de descarga.

Como se mencionó anteriormente, la temperatura de descarga podrá alcanzar a lo sumo una diferencia de 10ºC con la temperatura a la cual se capta el agua, siendo esto monitoreado por un sistema de alarma. En caso de ser superada se contará dos enfriadores centrales y dos bombas principales de refrigeración de agua de mar en servicio.

Además, debido a la desinfección, se realizará una electrólisis para la producción de cloro, el cual se origina en las moléculas de sal del agua oceánica. Este compuesto estará presente en el agua de vertido junto con subproductos como el hipoclorito, aunque se considera que estos no determinan una afectación del agua marina ni sus ecosistemas, teniendo en cuenta que se disocian rápidamente al entrar en contacto con el agua de mar.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
142
FOLIO N°

- **Aguas residuales**

Son los efluentes generados por el uso de las dependencias sanitarias por parte de la tripulación. Se dirigirán a la Planta de Tratamiento para el ajuste de parámetros previo a su vuelco. En este sentido, se dará cumplimiento a los requisitos de MARPOL especificados por la Resolución MEPC 227(64) de la Organización Marítima Internacional para el Anexo IV de MARPOL de la Convención Internacional para la Prevención de la Contaminación por los Buques. No obstante, la descarga al mar del agua tratada deberá cumplir los requerimientos particulares que pueda definir la PNA para el Golfo San Matías.

El volumen de aguas residual generado en la FLNG variará según el número de personas a bordo y típicamente puede oscilar entre 10 m³/día durante las operaciones normales y 30 m³/día durante eventos de mantenimiento.

- **Agua de sentina**

El agua de sentina (o agua oleosa) es aquella que contiene trazas de aceites y fluidos procedentes de las distintas áreas de máquinas del buque.

La FLNG está equipada con un Sistema de Separación de Aceites a fines de cumplir con el límite de descarga al mar para el agua de sentina que debe tener un contenido de aceite inferior a 15 mg/l (Edición Consolidada de MARPOL 2011; MARPOL, 2011).

El aceite residual se dirige a un tanque de aceite usado que es luego llevado a tierra para su tratamiento y disposición final.

El agua ya tratada, que cumple con las especificaciones de calidad, podrá ser descarga al mar. No obstante, esta descarga deberá cumplir los requerimientos particulares que pueda definir la PNA para el Golfo San Matías.

- **Drenajes**

Los drenajes consisten principalmente en agua de lavado o agua de escorrentía de lluvia.

El drenaje de las áreas que pueda aportar pequeñas cantidades de aceite se dirigirá a un sumidero, para ser luego enviado al Sistema de Separación de Aceites. Estas áreas estarán delimitadas para garantizar que el agua de drenaje fluya hacia el sumidero en lugar de directamente al agua.

Las áreas de la cubierta donde se manipula GNL no estarán delimitadas. Aquí, el agua de drenaje de la cubierta se dirigirá inmediatamente al mar como medida de seguridad del diseño.

- **Descarte de agua con alta concentración de sales del proceso de ósmosis inversa**

Durante la producción de agua dulce, cada unidad de ósmosis inversa consume 12,2 m³/h, del cual se extraen 5 m³/h de agua potable. Los restantes 7,2 m³/h de agua con alta concentración de sales se descargan directamente al mar. Este volumen habrá aumentado su contenido de sales en 1,75 veces lo que naturalmente contenía por unidad de volumen (es decir, si el agua de mar contiene un 3% de sal, el efluente contendrá un 5,25%).

Las dos plantas de desalinización operativas en el buque generarán un caudal de vuelco de 7 lt/s. Se espera que el agua descargada tenga una salinidad de alrededor de 60 ppt (partes por mil).

El agua tratada se descargará al mar por debajo de la línea de flotación, lejos y corriente abajo de las tomas de agua. La descarga debe realizarse lejos de la costa y en cumplimiento con las especificaciones de MARPOL y los requerimientos particulares que pueda definir la PNA para el Golfo San Matías.

- **Fluido de prueba hidrostática**

Se genera un descarte de agua dulce en la prueba hidrostática (la cual se ejecutará después de la instalación de la pieza de empalme que conecta el oleoducto submarino desde el PLEM hasta el riser en el Sistema SSY). Se estima que el volumen de fluido por descartar será reducido y no contendría sustancias aceitosas ni productos químicos, no obstante, se conducirá al separador de líquidos aceitosos.

6.4.5 Agua de Lastre

El buque FLNG está equipado con un sistema de lastre que permite una gestión satisfactoria de la carga, el calado y el trimado en todas las condiciones operativas y meteo-oceánicas, incluyendo el transporte del buque a su ubicación operativa (remolque marítimo), instalación, mantenimiento en alta mar y otras condiciones operativas.

Durante el viaje desde su lugar de origen hasta su lugar de destino, el agua de lastre se intercambiará en alta mar de acuerdo con la Convención de Agua de Lastre de la OMI. De esta manera, no se transportarán organismos/especies marinas potencialmente invasivas desde el puerto de salida para su liberación en el puerto de destino. Esta salvaguardia ambiental es un requisito para todas las embarcaciones involucradas en el comercio internacional.

En el sitio de amarre de la FLNG, el agua de mar de lastre que se tome en el barco se obtendrá localmente durante la descarga de GNL a los buques metaneros; esta misma agua de mar será bombeada nuevamente cuando el buque FLNG se haga más pesado con el llenado de sus tanques de almacenamiento durante el proceso de producción de GNL.

6.4.6 Generación y Gestión de Residuos

Residuos de aceite recolectados del sistema de separación de aguas aceitosas. Se almacenará en un tanque hasta su posterior tratamiento en tierra.

- **Residuos asimilables a domiciliarios**

Son aquellos generados por la tripulación en comedores y sitios de esparcimiento. Se encuentran contenedores diferenciados para la clasificación y separación de residuos.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
143
FOLIO N°

Figura 27. Contenedores para la separación de residuos asimilables a urbanos dentro del Buque Hilli. Fuente: GOLAR

- **Residuos industriales no peligrosos**

Se incluye chatarra metálica, embalajes, madera, cartón, papel y envases vacíos. Dichos residuos se separan en contenedores diferenciados según su potencial de recuperabilidad y reciclabilidad. Cada contenedor tendrá una identificación propia para su transporte a tierra.

Se contratará a una empresa autorizada para el tratamiento de residuos o envío a disposición final. Se gestionarán todos los permisos para la correcta gestión de estos residuos.

- **Residuos peligrosos**

Se generará residuos peligrosos como resultado de algunos procesos durante las distintas etapas del proyecto.

Los residuos peligrosos generales pueden incluir

- Solventes recuperados
- Restos de productos químicos; pinturas y latas de pintura
- Residuos biológicos de instalaciones médicas
- Materiales contaminados con aceite (por ejemplo, absorbentes, filtros, trapos)
- Cartuchos de filtro reemplazados (filtros de polvo de mercurio), pueden contener trazas de mercurio; sin embargo, dado que el gas de alimentación real no contiene mercurio, no se espera residuo de mercurio).

Los residuos peligrosos generales se almacenarán en contenedores diferenciados y correctamente identificados antes de ser transferidos a tierra firme. Los residuos peligrosos se manejarán y almacenarán diferenciadamente de acuerdo con las fichas de seguridad de las sustancias químicas involucradas. Para su disposición en tierra se dará cumplimiento a la Ley Nº 3250 que regula los residuos especiales en la provincia de Río Negro. Se completará el manifiesto para garantizar la trazabilidad desde su origen hasta destino final.

Una vez en tierra, se contratará a una empresa habilitada como operadora de residuos peligrosos para la gestión y disposición final de estos residuos

6.4.7 Emisiones Gaseosas

Se generarán emisiones por la combustión de gas y diésel marino (MDO) durante las etapas de instalación, operación y desmantelamiento de la unidad FLNG considerando también la operación de los remolcadores y buques de apoyo que asisten estas actividades.

Actividades que generan emisiones durante la etapa operativa de la FLNG:

- La combustión de gas natural en las cuatro turbinas de gas de 33,7 MW utilizadas para accionar los compresores de refrigerantes y suministrar calor para la generación de energía con turbinas de vapor.
- La combustión de gas natural en un generador de 9 MW para generar energía eléctrica. Hay un segundo generador de reserva
- La combustión de gas piloto y de purga (el flujo y la presión de estos gases son tan bajos que no pueden recuperarse ni aprovecharse en el proceso)
- Venteos de los sistemas de amina (torre stripper) y MEG (corrientes de baja presión que tampoco se pueden recuperar)
- Emisiones fugitivas de gas natural (CH_4 principalmente) de las válvulas, conductos, compresores
- CO2 proveniente de la unidad de remoción de gas ácido en el proceso de licuefacción
- Emisiones de combustión de las antorchas, generadores diésel de servicios esenciales y generadores diésel de emergencia que queman MDO durante ciertas situaciones operativas no planificadas o de emergencia.
- Venteo de gas de los tanques de almacenamiento durante situaciones no planificadas.
- Combustión de diésel marino (MDO o MGO) para cubrir la demanda de energía de los buques de apoyo y lanchas que trasladan el personal.
- Durante la instalación del buque FLNG, las emisiones prevendrán de la quema de diésel marino en las calderas de vapor o en los generadores de emergencia.

Durante la operación de la unidad FLNG la principal contribución de emisiones será la combustión de gas en los equipos de generación de energía y los motores de los compresores, que generan energía eléctrica y mecánica en las facilidades de la unidad FLNG. La quema durante el venting también es una fuente de emisiones, aunque es un evento de corta duración.

La combustión regular de GNL en los motores y de diésel marino (en condiciones operativas no normales o de emergencia) resultarán en emisiones de partículas, óxidos de nitrógeno (NO_X) y dióxido de azufre (SO_2), así como en gases de efecto invernadero, específicamente dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4). También se emiten COVs.

Los contaminantes emitidos en la combustión de GNL para generar energía incluyen principalmente NO_2, NO y CO. Por otro lado, la combustión de MDO incluye SO_2, NO_x, CO, Benceno y partículas (PM_{10} y $PM_{2.5}$). La quema de ambos combustibles genera CO_2 y CH_4.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
144
FOLIO N°

A continuación, se presentan las principales fuentes de emisiones gaseosas durante las condiciones operativas normales:

- Se considera 4 turbinas de gas asociadas a los 4 trenes de licuefacción.
- Se emplea 1 generador de gas para el abastecimiento de energía durante la operación de descarga.
- La caldera funcionará principalmente a gas y se emplea para satisfacer la demanda de vapor del proceso.
- Las antorchas cumplen un rol en el control de emisiones y permiten gestionar las fluctuaciones de presión y quemar gases residuales que no se pueden aprovechar.

Tabla 13. Fuentes de emisiones gaseosas de la FLNG[6]

Fuente de Emisión	Altura de Chimenea (ASL)[7]	Diámetro Chimenea (m)	Velocidad de Salida (m/s)	Temperatura de Salida (K)
Turbina de gas 33,7 MW	43,80	2,41	22,4	470
Motor a gas 9 MW	40,04	1,20	23,3	648
Caldera de vapor	43,00	1,10	17,3	490
Antorcha de baja presión	112,05	0,61	20	1273
Antorcha de frío	112,05	0,61	20	1273
Antorcha de calor	112,05	0,61	20	1273

Tabla 14. Datos de emisión para el escenario operativo.

Escenario Operativo (tn/año)						
Fuente	Unidad	SO_2	NOx	PM	CO	Duración
Turbina de gas 33,7 MW	4	0	1489,20	0	61,32	24 hs
Motor a gas 9 MW	1	0	78,84	3,50	96,36	24 hs
Caldera de vapor	1	0	210,24	0	43,80	24 hs
Antorcha de baja presión	1	0	0,29	0	1,64	24 hs
Antorcha fría	1	0	0,29	0	1,64	24 hs
Antorcha caliente	1	0	0,29	0	1,64	24 hs

6.4.8 Emisiones Fugitivas

Refieren a las emisiones de gas natural no procesado (principalmente CH_4) debido a fugas en bridas, sellos de válvulas de control y sellos de compresores en las instalaciones. Se minimizarán mediante el uso de juntas soldadas cuando sea posible, sistemas de detección de gas y mantenimiento preventivo.

[6] Elaborada a partir de datos provistos por el Hilli Episeyo EsIA.

[7] Above Sea Level

6.4.9 Generación de Ruido

Se identifican dos operaciones de generación de ruidos y vibraciones:

- **Operaciones de los buques metaneros y los buques de apoyo**

Emisiones sonoras submarinas que se originan en los buques metaneros y los buques de apoyo que asisten las tareas de maniobra y amarre, así como de los buques de apoyo que asisten al buque FLNG en su operación. El uso de propulsores (hélices) probablemente sea la fuente de ruido más significativa

- **Operación del buque FLNG**

Durante la puesta en marcha y la operación del buque FLNG, el ruido y la vibración submarina se atribuirán principalmente al funcionamiento de equipos y maquinaria ubicados dentro del casco del buque (incluyendo generación de energía, compresores y bombas) y equipos ubicados en la cubierta (incluyendo compresores, turbinas y motores).

6.4.10 Contaminación Lumínica

Las emisiones de luz artificial provendrán de dos fuentes principales: iluminación de navegación y operativa. Se requiere iluminación funcional en el buque FLNG a niveles que proporcionen un entorno de trabajo seguro para el personal durante las 24 hs. Los buques de apoyo y metaneros contarán con iluminación de navegación. También, la luz puede provenir del quemado de gases en las antorchas. Esta quema es intermitente variando en duración e intensidad y no ocurrirá durante las operaciones normales, excepto el encendido de la llama piloto. Si se pueden quemar gases durante operaciones no rutinarias como la puesta en marcha de distintas unidades o en situaciones de emergencia donde se despresurizan o purgan los sistemas que contienen hidrocarburos

Respecto a las unidades de proceso, se tienen los siguientes niveles de luminancia para el área superior cumpliendo con los estándares API 540[8] (tabla 4):

- Área de proceso: 50 Lux
- Estructura de tuberías: 20 Lux
- Pasarelas / plataformas: 20 Lux
- Estación de control local: 150 Lux

Para la iluminación general de las áreas, incluyendo escaleras, plataformas, paredes, pilares, pasarelas y estantes de tuberías, se utiliza iluminación tipo fluorescente de 2x18 W y 2x36 W. Esta luminaria está conectada al sistema de energía de emergencia para un reencendido rápido luego de un corte de suministro.

Lámparas de haluro metálico (+250 W) se emplean en áreas de proceso porque proporcionan mayores niveles de iluminación que las fluorescentes. Se conectan al suministro eléctrico normal.

Este exceso de luz artificial altera los patrones normales de oscuridad, afectando a la vida marina y a los ecosistemas circundantes, pudiendo atraer o repeler a la fauna marina, alterar sus comportamientos y afectar la migración, la reproducción y la alimentación de las especies marinas. Puede también impactar en la visibilidad nocturna de aves y otros animales.

[8] Norma publicada por la American Petroleum Institute (API) que establece los requisitos de iluminación para áreas de proceso en instalaciones industriales

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
145
FOLIO Nº

6.4.11 Requerimiento de Personal

El buque FLNG HILLI EPISEYO requiere una dotación de 80 personas que trabajarán en un sistema de rotación durante las operaciones normales. Sin embargo, este número puede aumentar durante las operaciones de mantenimiento y durante la puesta en marcha. El buque está diseñado para acomodar un total de 118 personas.

Para las operaciones a bordo se estima que 1/3 de la tripulación de GOLAR será argentina, la cual se irá incorporando progresivamente y pasará por un proceso de desarrollo de capacidades para cumplimentar los requisitos de los puestos de trabajo y garantizar el cumplimiento de las normas aplicables.

6.5 ASPECTOS DE SEGURIDAD

La estabilidad y las condiciones de carga del buque FLNG se evaluarán para las condiciones climáticas específicas del Golfo San Matías.

No obstante, tanto el buque FLNG como los equipos y los sistemas instalados a bordo, están diseñados para garantizar la seguridad con hasta 4,5 m de altura significativa de olas (Hs) y para garantizar la operatividad con hasta 4 m Hs y 10° de inclinación.

Se considera que para todas las condiciones oceanográficas previsibles que pueden darse en el Golfo San Matías, el buque podrá continuar operativo.

Particularmente, durante las operaciones de descarga de LNG, si se tendrán en cuenta condiciones particulares de oleaje y viento.

6.5.1 Seguridad del Buque FLNG

El GOLAR HILLI EPISEYO FLNG está diseñado y opera con un enfoque riguroso en materia de seguridad, siguiendo estándares internacionales y prácticas de la industria para proteger al personal, el equipo y el ambiente.

Como en la actualidad el buque GOLAR HILLI EPISEYO FLNG se encuentra operativo, cuenta con un minucioso Estudio de Seguridad (Safety Case) que alcanza: todo el equipamiento y las operaciones de la FLNG; las operaciones dentro de la Zona de Seguridad de la FLNG; el Sistema de Amarre SSY; la Tubería de Alimentación de Gas; y los Brazos de descarga de GNL.

Asimismo, el buque cuenta con estudios específicos entorno al análisis de posibles eventos contingentes: Estudio de Identificación de Peligros (HAZID); Estudios de Peligros y Operatividad (HAZOP); Estudio de Clasificación del Nivel de Integridad de Seguridad (SIL); Análisis de Frecuencia de Fugas; Evaluación Cuantitativa de Riesgos (QRA); Análisis Probabilístico de Incendios; Análisis Probabilístico de Explosiones; Estudio de Colisiones de Barcos; Estudio de Objetos Caídos; Listado de Eventos de Accidentes Mayores (MAE); y Evaluación de Supervivencia de Sistemas Esenciales.

De esta manera, se han podido implementar una serie de medidas para la reducción de riesgos abordándolos tempranamente, incluso durante la etapa de diseño y construcción de la FLNG:

- Sistemas íntegros para el proceso productivo alcanzando el proceso de licuefacción, el almacenamiento y el manejo del GNL
- Diseño del casco del buque y los tanques para minimizar la acumulación de gas en caso de fuga.
- Sistema de contención de derrames.

- Sistema de detección y protección contra incendios.
- Medición de la concentración de gases.
- Dispositivos de Parada de Emergencia.
- Sistema de tratamiento de agua de sentina y lastre.
- Protocolos de comunicación, evacuación y actuación frente a emergencias.

Algunas de estas medidas adoptadas se describen a continuación.

6.5.2 Facilidades y Equipamiento FLNG Hilli

6.5.2.1 Sistema de Seguridad y Áreas Peligrosas

Se definen y clasifican una serie de 'áreas peligrosas' donde se considera que puede haber mezcla de sustancias explosivas o aire en cantidad suficiente para requerir precauciones adicionales respecto a luso de maquinaria y equipos eléctricos. Todas las áreas están equipadas con extintores y mangueras. Se definen 4 zonas de mayor a menor nivel de riesgo:

- Zona cero: se puede encontrar una atmósfera explosiva continua o durante largos periodo de tiempo. Incluye los tanques de carga que fueron construidos con alta integridad. Basándose en datos históricos se considera que una fuga de hidrocarburos en estas áreas es muy poco probable.

- Zona 1: la atmósfera explosiva se puede originar durante las operaciones normales. Incluye las áreas de procesamiento sobre la cubierta principal.

- Zona 2: no es probable que una atmósfera de gas explosiva se genere durante la operación normal, y si ocurriese sería durante cortos períodos. Abarca los restantes sectores de la cubierta principal y de los sponsons no incluidos en la Zona 1.

Tanto la Zona 1 como la Zona 2 están equipadas con sistemas de detección de gases y sistemas de parada de emergencia (ESD), que pueden iniciar la ventilación forzada.

- Área no peligrosa: sectores que por su ubicación se consideran seguros, con ventilación forzada y despresurización. Incluye la sala de máquinas, el alojamiento, entre otros. Están equipados con sistemas de detección de incendios.

6.5.2.2 Equipamiento

Sistemas de Control y Seguridad Integrado

El Sistema de Control y Seguridad Integrado (ICSS) opera desde la Sala de Control Central (CCR). La CCR está las 24 hs del día atendida por al menos dos operadores. Desde allí se controlan y monitorean todas las operaciones rutinarias, no rutinarias y de emergencia.

El ICSS permite controlar, monitorear y proteger la instalación FLNG de forma automática. Se compone de una serie de subsistemas que permiten mantener las funciones de proceso y utilidades dentro de la operatoria normal; arrancar, apagar o reiniciar las instalaciones en caso de condiciones inseguras; detectar fallas; controlar válvulas, instrumentos y sensores; gestionar las alarmas; y monitorear variables de proceso (presiones, temperaturas, caudales, niveles de fluido, etc.). Además, registra datos del proceso y secuencia de eventos para análisis y pruebas.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
146
FOLIO Nº

El Sistema de Apagado de Emergencia (ESD) protege al personal, al ambiente y el buque de los efectos de fugas accidentales o incontroladas de hidrocarburos, incendios u otros incidentes que requieran el apagado de emergencia de la instalación. Incluye, además de parada de procesos y desconexión de equipos, el cierre de las Válvulas de Apagado de Emergencia (ESDV), la apertura de las Válvulas de Ventilación Forzada (BDV) para la conducción de hidrocarburos hacia la torre de antorchas y la activación de los generadores de emergencia.

Existen distintos programas de emergencia que se activan según el nivel de gravedad de la emergencia y los sectores potencialmente afectados. Estos pueden ir desde un nivel alto de apagado que implique el abandono del buque hasta un apagado de bajo nivel en la cubierta principal.

El sistema de Detección de Incendios y Gases (F&G) está equipado con detectores y sensores que monitorean posibles liberaciones de gas o incendios mediante: la detección de concentración de gas (223 detectores), de calor (133 detectores) y de humo (426 detectores). Si se detectan altas concentraciones de gas se activa una alarma y la respuesta del ESD.

El sistema contra incendios se compone de una serie de bombas, hidrantes, válvulas de diluvio y de rociado de agua. Ante un evento, el sistema de diluvio enfría los equipos y evita la propagación del fuego. Se encuentra en los sectores superiores y se activa automáticamente por el sistema F&G ante una señal de incendio confirmada. También puede activarse manualmente, para incendios y derrames criogénicos.

Los generadores a gas cuentan con un sistema fijo de supresión de incendios Inergen mientras que las salas de máquinas y las turbinas de gas están equipados con sistemas de extinción por CO_2. También se instalaron a bordo Sistemas de Protección Pasiva cuya función en mantener la integridad estructural de la embarcación durante al menos 15 minutos de carga. Se distribuyen por el sector de alojamiento, el sector de botes salvavidas, los trenes de licuefacción y racks de tuberías de sistemas críticos.

Aislamiento del Suministro de Gas

Como primer componente, el buque cuenta con una Válvula de Emergencia de Entrada (IEV, por sus siglas en inglés) que permite interrumpir el suministro de gas. Se ubica en la proa y se controla de forma manual o automática por el Sistema ESD (Sistema de Apagado de Emergencia).

Sistema de Detección y Extensión de Incendios

La cubierta superior del FLNG se dividió en 10 áreas principales de lucha contra incendios. El sistema incluye la cobertura total con diluvio de agua en caso de incendio y la despresurización controlada para la reducción de la presión interna de equipos y tuberías que contienen hidrocarburos en situaciones de emergencia, como incendios o fugas. En caso de detección confirmada de un incendio dentro de un área, esta y las adyacentes se cubrirán con diluvio y se despresurizará para proporcionar una distancia de separación con las demás áreas.

Escape y Evacuación

Desde el CCR se activan las las alarmas por detección de gas tóxico, fuga o incendio, y desde allí el Oficial de la Instalación Marítima dirigirá la respuesta a la emergencia.

Para distintos escenarios se han diseñado rutas de escape que están claramente marcadas, identificadas en los planos de seguridad y con sistemas de protección incorporados. Cada espacio o compartimento tiene varias rutas de escape para asegurar que siempre haya una ruta alternativa. Se deben mantener libres de obstrucciones en todo momento para permitir la evacuación y el traslado de personal herido si fuese necesario.

El Refugio Temporal (TR) es un sitio seguro, y protegido contra incendios, a donde se dirige el personal mientras se evalúa la situación de emergencia, se gestiona la respuesta y se prepara la evacuación. El TR se ubica en el sector del comedor, en la segunda cubierta, en la popa. Contiene 2 salidas que conducen al área de embarque de los botes salvavidas en el mismo nivel. Ante un bloque en la ruta de escape, hay un refugio alternativo en la proa.

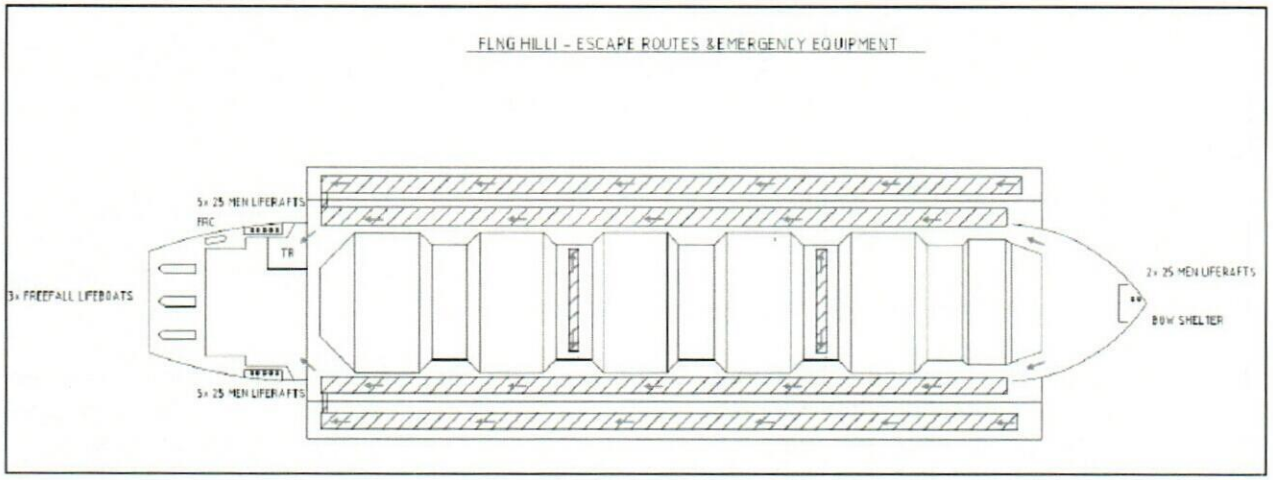


Figura 28. Rutas de escape y equipamiento de emergencia. Fuente: FLNG Hilli Safety Case 0003 Facility description.

Equipo y Material de Salvamento

La FLNG cuenta con:

- Embarcaciones de Supervivencia Motorizadas Totalmente Cerradas (TEMPSC) (botes salvavidas) y balsas salvavidas.
- Embarcaciones Rápidas de Rescate para respuesta de alta velocidad. Los buques de apoyo llevarán equipos de respuesta ante contingencias. La tripulación estará completamente capacitada en técnicas de rescate.
- Equipamiento para escape de emergencia (escaleras de cuerda).
- Equipos de salvamento, seguridad y emergencia, incluyendo: chalecos salvavidas, boyas salvavidas, dispositivos lanzacabos, escaleras de emergencia, cestas de transferencia de personal, señales de socorro, transceptores VHF, EPIRB (baliza de localización de emergencia) y transpondedor de radio, etc.

La FLNG está equipada con 3 botes salvavidas (cerrados y propulsados por motor diésel) cada uno con capacidad para 40 personas. Se ubican sobre la popa y se accede a ellos desde el nivel de la primera cubierta, pudiendo acceder rápidamente desde el Refugio Temporal. Cumplen con el Código LSA (Código Internacional sobre Dispositivos y Medios de Salvamento de la OMI).

Además, como medio secundario de evacuación, se han instalado balsas salvavidas inflables, cada una con una capacidad para 25 personas y conforme al código LSA. Se encuentran distribuidas: 5 del lado babor, 5 del lado estribor y 2 en la línea central de la proa

Para acceder a las balsas salvavidas o embarcaciones de rescate, se accede directo al mar por las escaleras de embarque (6) y redes de escalada (2) de la popa, y las escaleras (2) del refugio en la proa. En el lado de la popa, se encuentra una Embarcación de Rescate Rápido para respuestas de alta velocidad.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
147
FOLIO Nº

6.5.3 Zona de Exclusión

Se establece una zona de exclusión y seguridad de al menos 500 metros alrededor del FLNG Hilli. Solo las embarcaciones con permiso del CCR del buque pueden ingresar. Se instalarán sistemas de control y radar. La zona de exclusión exacta se definirá de acuerdo a lo dispuesto por PNA.

6.5.4 Comunicación

Los sistemas de comunicación entre el buque FLNG y los buques metaneros cumplen un rol clave en la coordinación segura y eficiente de las operaciones de carga de GNL.

Se establecerá una línea de comunicación directa con el centro de control del FLNG, así como una línea telefónica PABX, que puede ser de fibra óptica, preferentemente, o de cobre.

El personal deberá conectar cables de fibra óptica y de cobre antes de que comiencen las conexiones de las mangueras de carga (para la carga de GNL en los buques metaneros). Los cables deben permanecer conectados hasta que las mangueras de carga sean desconectadas. Ambos deben ser instalados y probados antes de las operaciones. La fibra óptica será el enlace principal. Se transmite 4 canales de comunicaciones multiplexadas.

Las comunicaciones operativas son vía UHF y las comunicaciones marinas vía VHF.

Si fallasen los sistemas de comunicación, deberá detenerse el proceso de transferencia.

La comunicación debe verificarse con frecuencia para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas.

Con al menos 6 días de anticipación, el buque metanero debe contactarse por primera vez con la FLNG indicando nombre del buque, hora de arribo, cantidad de GNL a cargar, la presión en cada tanque, si hay gas remanente en el fondo. La notificación final debe hacerse al menos 5 horas antes.

Adicionalmente, se deben informar cualquier condición o deficiencia en los sistemas de propulsión, dirección, carga, control, entre otros, que pueda representar un riesgo y afectar la seguridad u operatividad mientras el buque esté en la zona de exclusión. También, se enviará con anticipación toda la documentación y autorizaciones pertinentes. El buque envía un Aviso de Disponibilidad de carga que debe ser aceptado por la FLNG.

6.5.5 Monitoreo Condiciones Climáticas

La FLNG obtiene los pronósticos del tiempo de un proveedor especializado en datos y servicios meteorológicos. Los pronósticos del tiempo solo son indicativos de las condiciones que se pueden experimentar.

La FLNG monitorea las condiciones climáticas, especialmente las condiciones de velocidad de viento, altura de ola y corrientes, así como el efecto simultáneo de dichas condiciones.

Para las distintas operaciones como atraque, transferencia de carga y desatraque se siguen Protocolos específicos de actuación frente a las condiciones climáticas registradas. Las operaciones se suspenden si se superan los límites máximos establecidos o según las consideraciones indicadas.

6.5.6 Acceso al Buque FLNG

El capitán del buque es quien autoriza el embarque conforme al Código ISPS (Código internacional para la protección de los buques y de las instalaciones portuarias).

La llegada del personal es mediante embarcación proveniente del muelle de SAE y el acceso será mediante las escaleras de embarque o canasta de personal.

Todos los visitantes que ingresen a la Zona de Exclusión, incluidos representantes de los usuarios, autoridades locales, inspectores y agentes del buque deberán cumplir con las regulaciones de la unidad FLNG y los procedimientos relevantes.

Se revisará la identificación y equipaje del personal que sube al buque. Se denegará el acceso a quien no cuente con el permiso correspondiente.

El buque contará con un Plan de Seguridad del Buque (SSP - Ship Security Plan) ejecutado por un contratista y aprobado por las autoridades.

Restricciones

Se imponen una serie de restricciones respecto al ingreso y permanencia de personal y de las embarcaciones, el uso de dispositivos móviles y la toma de fotografías en la zona de restricción y de exclusión.

Además, se definen restricciones horarias para las operaciones de carga de GNL (de 06:00 a 15:30 hs), de atraque y desatraque (en cualquier momento)

El OIM Offshore Installation Manager (OIM) es la persona encargada del control general y puede abrir y cerrarla debido a condiciones operativas, marítimas o meteorológicas.

6.5.7 Buques Metaneros

Todo buque GNL debe cumplir con estándares internacionales y superar 3 instancias previstas antes de la carga de GNL:

1. Verificación de compatibilidad
2. Inspección visual de aceptación final
3. Inspección de seguridad durante la carga

Todos los buques metaneros deben superar la verificación de compatibilidad aprobada por el equipo Técnico de GOLAR para la operación STS (*ship to ship*, por sus siglas en inglés) de transferencia de GNL. Las características técnicas de estos buques (longitud, manga, profundidad, calado, Área Longitudinal de Agua, sistema de propulsión, diseño de amarre, Manifold de carga/ descarga) deben encontrarse dentro las especificaciones y los estándares internacionales de diseño de la unidad FLNG.

Además, deben ser capaces de realizar simultáneamente las operaciones de carga de LNG y lastre para evitar el tiempo de exposición al viento mientras está amarrado.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
148
FOLIO Nº

Para ser aceptado para carga en el buque FLNG, se requiere:

- Aprobación de Vetting[9]: El buque debe demostrar que posee una aprobación de la industria petrolera principal que no tenga más de 6 meses.
- Compatibilidad física: Demostrar que el buque cumplimenta los requisitos respecto a las características del buque definidos.
- Transferencia de personal: Demostrar que el personal puede ser transferido de manera segura entre el buque y la unidad FLNG.
- Sistema y maniobra de amarre: Se debe proporcionar un plan de amarre que muestre que el buque puede operar de manera segura dentro de la ventana operativa definida y en la zona de exclusión.

Operaciones Enfriamiento de los Buques Metaneros

Todos los buques deben llegar con los tanques en condiciones de gasificación y listos para cargar, con GNL líquido cubriendo el fondo para garantizar la temperatura de enfriamiento. En caso de que sea necesario suministrar gas licuado para la gasificación y realizar un enfriamiento previo a la transferencia, deberá acordarse de forma anticipada con el centro de apoyo logístico de la unidad de FLNG. Todo el sistema de tanques del sistema de carga y líneas de transferencia deberán estar purgados con Nitrógeno para su inertización.

Durante estas operaciones de gasificación/enfriamiento, se llevará a cabo una inspección exhaustiva de las acciones de conexión, desconexión, purga y prueba de fugas de las mangueras de transferencia de carga. Las acciones de enfriamiento comienzan en estos equipamientos.

Antes de iniciar la operación de carga, se activará el sistema de rociado de GNL en los tanques y una cortina de agua de protección del casco del buque FLNG y del Carrier. Los gases de hidrocarburos o BOG (Boil-Off gas) generados serán quemados en las calderas de estos buques o circulados al Sistema de Flash-gas del FLNG y/o a la antorcha. a La producción de BOG durante la carga se puede disminuir manteniendo la temperatura de enfriamiento a -130 °C en la zona media del tanque y entre 150-160°C el fondo del mismo.

Se debe garantizar la comunicación fluida entre ambas partes para coordinar las tasas de flujo de envío de LNG al buque metanero y el regreso de vapor a la unidad FLNG, así como el inicio y finalización de los procesos de enfriamiento.

Se probará el Sistema de Parada de Emergencia (EDS) en frío una vez que todos los equipos se hayan enfriado. Se monitoreará la concentración de gases para garantizar la seguridad de todo el proceso.

La persona a cargo realizará la inspección "Seguridad en Pruebas de Carga basada" siguiendo estándares internacionales de la industria como OCIMF (ISGOTT), SIGTTO u otros.

Plan de Respuesta a Emergencias

Si bien aún no ha sido elaborado para su operación en el Golfo San Matías en Argentina, generalmente incluye una serie de procedimientos[10] para dar respuesta a los distintos accidentes y emergencias que pudieran ocurrir en marco de las distintas operaciones realizadas. Se velará por la seguridad del personal, la integridad de la unidad FLNG y la protección ambiental.

---

[9] Certificado de inspección de seguridad emitido por una compañía homologada y reconocida internacionalmente

[10] Se desarrollan en los documentos que integran el *FLNG Hilli Safity Case*

Previamente a la operación de carga de GNL, el equipo operativo de la FLNG y el buque metanero abordarán en una reunión previa las principales consideraciones y lineamientos a seguir en caso de emergencias.

Si la emergencia ocurre en áreas de exclusión o restrictivas, el buque metanero debe seguir sus procedimientos de emergencia específicos y, además, implementar las siguientes medidas:

- Emitir un blast continuo con el silbato.
- Activar la alarma general.
- Detener toda transferencia de carga y prepararse para desconectar las mangas de carga.
- Informar al Centro de Soporte Logístico.
- Coordinar el equipo de respuesta a emergencias.

6.5.8 Seguridad de los Buque Metanero

Protección ambiental y prevención de la contaminación

La unidad contará con los permisos ambientales correspondientes y dará cumplimiento a las disposiciones de Prefectura Naval Argentina, MARPOL y tendrá el SOPEP (Plan de Gestión de la Contaminación, por sus siglas del inglés: *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan*) aprobado.

- Prevención de fugas: durante la transferencia de carga, tanto la tripulación del buque como de la unidad FLNG deberán estar atenta a la operación. Las mangueras y conexiones se prueban con nitrógeno previo al paso de GNL.

- Detección de fugas: En caso de producirse una fuga de GNL (incluyendo liberación de vapor), el buque debe detener de inmediato la transferencia de carga, o activar su sistema ESD, según corresponda. Si se forma una nube de gas que amenaza a la unidad FLNG, el sistema de diluvio puede ser utilizado por la unidad FLNG para controlar la nube de gas. Las operaciones solo podrán reanudarse cuando se haya encontrado y controlado la causa de la fuga para evitar que ocurra nuevamente. Si ocurre una fuga de GNL en las mangueras de carga, el Centro de Soporte Logístico detendrá inmediatamente la transferencia. Se requiere que el buque de GNL mantenga una cortina de agua en el lado del barco en el sector de las mangas de carga durante los períodos en que estas están conectadas.

- Está prohibida la liberación de gas a la atmósfera en las áreas restringidas y de exclusión Tampoco se permite la ventilación del vapor del GNL transferido. Cualquier fuga debe informarse al Centro de Soporte Logístico. Si ocurre ventilación debe detenerse la operación

- Se prohíbe la descarga de efluentes, agua de sentina y residuales, al mar sin tratamiento. Se debe cumplir con las disposiciones de PNA
  Respecto a la descarga de agua de lastre por parte de los buques metaneros, estos deberán presentar una copia del informe de calidad de agua de lastre presentado a la OMI.

- Emisiones: las emisiones provenientes de los buques metaneros deben encontrarse dentro de los límites admisibles por PNA mientras se encuentre en la zona de exclusión o amarrado a la unidad FLNG. Tampoco se permiten emisiones excesivas de humo.

- El buque, en caso de indicios de contaminación, debe actuar inmediatamente siguiendo el programa detallado y dar aviso al Centro de Soporte Logístico.

FOLIO Nº 149

- Disposición de residuos: se prohíbe la descarga de cualquier tipo de residuo sólido o líquidos. Estos serán almacenados temporalmente hasta su correcta disposición en tierra.

6.5.9 Lineamientos para la Coordinación de Operaciones entre la FLNG y los Buques Metaneros

El encargado del Centro de Soporte Logístico es el coordinador de las operaciones entre el buque de GNL y la unidad FLNG.

a. Prevención y control del fuego. El buque deber tener disponible en todo momento el sistema de rociado de agua. Además, deben encontrarse mangueras con rociadores ubicadas próximas a cada tanque de carga y estar conectadas a la red de control de incendios del buque. Los matafuegos deberán estar ubicados en lugares accesibles.
b. Restricciones. En las áreas de exclusión el personal deberá usar vestimenta adecuada y equipos de protección personal. Limitaciones respecto al uso de dispositivo electrónicos y prohibición de fumar

c. Disponibilidad suficiente de chalecos y botes salvavidas

d. Inspecciones. Tres días previos a la hora estimada de arribo, deberán realizarse las revisiones e inspecciones de todos los equipos: sistemas de rociado de agua, bombas contra incendios, válvulas de seguridad, sistemas de control de concentración de gas, sistema ESD, mangueras inertes, etc. Las actividades de mantenimiento no se podrán realizar durante las operaciones de descarga de GNL, excepto que se cuente con un permiso especial. Se enviará evidencia de las inspecciones anteriores al responsable de la unidad de licuefacción

e. Operación

- El buque de GNL tendrá acoplado el mecanismo de giro del sistema de propulsión mientras los brazos de carga estén conectados.

- Se limitará la presión de vapor en los tanques a 140 mbar y debe asegurarse que previamente a la transferencia el Nivel de Fondo sea suficiente en cuanto a cantidad y cobertura total del fondo para prevenir una ebullición rápida del GNL durante el proceso de carga.

- Las calderas, motores principales, maquinaria de dirección y otros equipos esenciales para la maniobra y amarre deben encontrarse listos para operar, a fines que el buque de GNL pueda desamarrarse con su propia potencia de motor rápidamente ante aviso en caso de emergencia.

- Las mangueras estarán inertizadas, presurizadas, enfriadas e inspeccionadas en busca de fugas. Previamente a la transferencia, los responsables de ambas embarcaciones se reunirán y abordarán todos los aspectos vinculados a la operación. Deberá revisarse y documentar desde el cronograma de carga, los permisos a presentar, los lineamientos de seguridad (incluido la prueba del Sistema ESD), los sistemas de comunicaciones, y los planes de emergencia (tanto para las operaciones de amarre como de transferencia y desamarre).

- Para permitir operaciones de manejo de carga seguras y el desamarre en caso de emergencia, se requiere que el buque de GNL mantenga un calado, trimado y listamiento apropiados, y que conserve una estabilidad positiva suficiente, así como la inmersión de la hélice y el timón en todo momento. La carga de GNL y descarga de agua de lastre se hace de forma simultánea.

- Durante las actividades de amarre y aproximación, se empleará un sistema de conexión entre buque de GNL con el Centro de Soporte Logístico mediante telemetría inalámbrica durante la maniobra de amarre. Se seguirá detenidamente el plan de amarre y posicionamiento. La aproximación del buque será a baja velocidad (no debe superar 1 nudo) dentro de la zona de restricción y con un ángulo de 30° respecto al sistema de amarre. En todo momento se registrarán los valores de velocidad, distancia y ángulo longitudinal del buque en relación con el Centro de Soporte Logístico. El buque deberá estar bien anclado para evitar liberaciones accidentales.

- Cuando el buque se encuentra amarrado a la la unidad FLNG alcanza una posición de equilibrio (que no debe superar los 15°C) para reducir los movimientos inducidos por las olas, el viento y las corrientes. Se puede requerir el apoyo de remolcadores para alinear el rumbo del buque metanero. El buque de GNL debe estar amarrado, proa a proa, popa a popa, y los manífolds / mangueras de carga alineados. También se monitorean las condiciones climáticas durante la secuencia. Se debe acordar el plan de amarre a seguir, incluyendo el número y posición de las líneas de amarre (mínimo 6 de prop, popa y de pecho)

- Para el desamarre, el buque de GNL debe desplazarse siguiendo una dirección perpendicular a la dirección del FLNG por unos 100 metros de distancia y luego continuar alejándose por unos 300 metros más antes de maniobrar y salir de manera segura del área de restricción.

- Operaciones de carga y descarga: un máximo de 5 tanques de la unidad licuefactora pueden descargarse simultáneamente a un buque metanero. La transferencia puede darse en ambos sentidos (ya sea para el llenado o el vaciado de los tanques de carga, pero no ocurren simultáneamente). Se tienen 2 bombas por cada manguera y la tasa promedio de descarga máxima es de aproximadamente de 9 000 m³/h si la unidad FLNG está operativa. No obstante, la carga de GNL se realiza normalmente a través de dos o tres brazos de carga de líquido (dependiendo de la tasa de carga) y un brazo de retorno de vapor. La tasa de transferencia se establece previamente en común acuerdo entre los responsables de ambas embarcaciones. Se mide el GNL al inicio y final de las operaciones de transferencia. Se debe informar sobre cualquier incidente.

➢ Dispositivos de Parada de Emergencia (ESD): para reducir los riesgos de liberación de GNL, el sistema de transferencia de GNL está protegido por dos pasos de parada de emergencia: ESD1 y ESD2. ESD1 es el sistema que permite el apagado rápido de las bombas de transferencia desde tierra durante una emergencia y el cierre de las válvulas de los manómetros de la unidad y del buque de GNL. ESD2 es el sistema desacopla automáticamente las mangueras de carga cuando estos se extienden más allá del rango de diseño de los brazos de carga.

f. Tripulación. Durante la permanencia en las áreas de exclusión y restringidas, debe asegurar contar con una tripulación calificada a bordo tanto para las condiciones de operación normal como para respuesta a cualquier situación de emergencia que pudiera surgir.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
150
FOLIO N°

6.6 OTRAS INSTALACIONES

6.6.1 Alojamiento

Las instalaciones del Hilli permiten acomodar hasta 118 personas a bordo, en su mayoría en cabinas de 2 camas. El bloque de alojamiento se encuentra en la popa. Todas las áreas están equipadas con protección contra incendios. Incluyen los siguientes sectores:

- Cocina, despensa y comedores: ubicados juntos en la segunda cubierta de popa.
- Sala de recreación y gimnasio.
- Sala de fumadores.
- Almacenamiento de alimentos.
- Lavandería.
- Vestidores masculinos y femeninos.
- Oficinas, Salas de Control, Sala de Documentos.
- Salas de instrumentos, telecomunicaciones, AHU (Unidades de Manejo de Aire) y UPS (Sistemas de Alimentación Ininterrumpida).
- Talleres, almacenes y laboratorio.
- Puesto del Equipo de Respuesta de Emergencia (ERTP).
- Ascensor para personal desde la segunda plataforma de la sala de máquinas hasta la sexta cubierta de popa.

El comedor, ubicado en la segunda cubierta de popa del lado babor, fue designado como refugio temporal, es decir, lugar en el que se reúne la tripulación en caso de una emergencia. Cuenta con protección frente a incendios y está próximo a la estación de botes salvavidas.

6.6.2 Servicio Médico y Primeros Auxilios

En el bloque de alojamiento hay una sala especial equipada con un botiquín de primeros auxilios, bien ventilada, con capacidad para atender a dos personas.

Adicionalmente, hay otras 6 estaciones de primeros auxilios ubicadas tanto en los puestos de trabajo de la cubierta principal como cerca de los puntos de reunión para acceder a los botes salvavidas.

Por otro lado, el buque cuenta con 8 sistemas de duchas de emergencia en sectores donde se almacenan o manipulan productos químicos peligrosos. En los espacios de trabajo confinandos se instalaron aparatos de respiración autónoma y equipos de reanimación cardiopulmonar.

Todo el equipamiento de primeros auxilios se debe detallar en el Plan de Seguridad del buque.

6.6.3 Laboratorio

En el laboratorio se realizan mediciones para evaluar la calidad de las muestras de gas extraídas del proceso de licuefacción y de otros fluidos utilizados. Dentro del equipamiento se incluyen: cromatógrafo de gases, espectrómetro de mercurio, prueba de concentración de aminas, tubos Dräger para la detección de CO_2 y vapor de agua, ultrapurificador de agua, refrigeradores, entre otros. Se encuentra bajo el nivel de la cubierta principal, próxima al sector de alojamiento.

6.7 CIERRE Y DESMANTELAMIENTO DE LA UNIDAD FLNG

Al final del contrato entre SOUTHERN ENERGY y GOLAR, el buque FLNG se desconectará del sistema de amarre SSY, e interrumpirá y desmantelará su actividad de acuerdo con las mejores prácticas ambientales y la legislación vigente en ese momento. El alcance del proceso de cierre será acordado entre las partes intervinientes y las autoridades sectoriales y jurisdicciones provinciales antes de iniciar dicha etapa.

7. ETAPA CONSTRUCTIVA

Los trabajos on-shore del Proyecto FLNG GSM comprenden:

- La construcción y el montaje de la Cabecera del Gasoducto y su vinculación con la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO).
- El tendido de un Gasoducto Terrestre de aproximadamente 14-15 km de extensión.
- El montaje de trampas de scraper y válvulas de bloqueo al inicio y el final del tramo terrestre del gasoducto.
- El montaje de la vinculación entre el tramo terrestre y el tramo submarino del Gasoducto (Tie-In).

Mientras que los trabajos off-shore comprenden:

- El tendido de un Gasoducto Submarino de aproximadamente 4,5-7 km de extensión.
- El montaje del dispositivo de amarre de la FLNG (SPM, por su denominación en inglés: Single Point Mooring).
- Vinculación del dispositivo de amarre con la FLNG mediante cadenas y abastecimiento del gas natural mediante *riser* o tubería flexible.

7.1 CRONOGRAMA DE OBRAS

La construcción del Proyecto FLNG GSM en su conjunto está prevista en el término de 22 meses. Las fechas previstas para el inicio de las obras es junio de 2025 y para la finalización de las mismas es marzo de 2027.

PROYECTO FLNG	26 feb '24	26 mar '27
GENERAL	26 feb '24	05 ene '27
INGENIERÍA	02 may '24	09 sep '25
COMPRAS	14 jun '24	04 ago '26
CONSTRUCCIÓN	26 jun '25	26 mar'27

Una vez finalizadas las obras, se movilizará el buque GOLAR HILLI EPISEYO desde su actual ubicación hasta el Golfo San Matías.

7.2 OBRADORES Y DEPÓSITOS TEMPORALES

Los obradores se instalarán para la planificación de actividades, acopio de materiales, resguardo de vehículos y maquinarias, montaje de instalaciones y sistemas, tareas de mantenimiento, suministro de combustible y demás operaciones de apoyo a la etapa constructiva.

Se instalarán oficinas para diversas actividades administrativas y técnicas. Además, se prevé un comedor para el personal. Se instalarán baños químicos en cantidad suficiente y distribuidos según los sectores y frentes de trabajo. La gestión de los efluentes sanitario

También, se construirá un depósito adecuado para la disposición de materiales peligrosos o especiales con acceso restringido y que estará protegido de las condiciones climáticas. El depósito de combustibles deberá disponer de material absorbente para derrames de hidrocarburos.

Se prevé disponer de un obrador en el predio donde se construirá la Cabecera del Gasoducto y otro en el predio costero, próximo al punto del Tie-In.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO Nº 151

La provisión de materiales será por medio de camiones que utilizarán los caminos internos existentes. Se recepcionarán y estibarán las cañerías siguiendo procedimientos específicos de seguridad. Los almacenamientos de tuberías deben estar ubicados lo más cerca posible del sitio donde se descargarán a fines de optimizar la logística y tiempos del desfile, y reducir el riesgo de daños a las cañerías o accidentes. Los ductos serán movilizados y colocados en la zanja mediante grúas asegurando su correcta alineación.

7.3 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE LA CABECERA DEL GASODUCTO

Para las facilidades correspondientes a la Cabecera del gasoducto, se resaltan a continuación aspectos de interés:

- Se deberá tener particular consideración que sus estructuras deben ser ignifugas y su sistema eléctrico a prueba de explosión (APE), de acuerdo a la clasificación de área que aplique.
- Asegurar las distancias de seguridad establecidas en la norma NAG-100 y su plexo normativo (Código NAG), entre las edificaciones y las instalaciones de superficie, así como a los límites del predio.

7.3.1 Obras Civiles y Edificaciones

Las Obras civiles se diseñarán y ejecutarán de acuerdo a los requerimientos del Código NAG y de los Reglamentos CIRSOC.

En la cabecera se dispondrá de un espacio para facilitar las operaciones esporádicas de control y mantenimiento compuestas por un local de oficina y sala de control, una sala de refrigerio con cocina y sanitarios (con cámara séptica). Todo equipado para dos personas.

Podría ser una construcción de mampostería, aunque también podría adoptarse en contenedor adaptado u otro tipo de construcción que defina la etapa IBE. Los servicios provendrán de la PC SAO de TGS (agua, gas, electricidad) y estará perfectamente acondicionada en cuanto a iluminación, aire acondicionado y calefacción, etc.

Dependiendo del acuerdo que se llegue con TGS el agua sanitaria se dispondrá en un tanque elevado, de capacidad suficiente para una semana de operación regular.

El resto de las obras civiles se trata de un cerco tipo olímpico de altura mínima 1,80 m que abarque todo el perímetro de la cabecera con portón de ingreso principal y puerta de escape de emergencia en el extremo opuesto, columnas de iluminación, y veredas/pasarelas operativas, caminos enripiados de circulación interna y zona de estacionamiento para vehículos.

7.4 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL TRAMO TERRESTRE DEL GASODUCTO

7.4.1 Características de la Cañería

Para la definición de la clase de trazado de acuerdo a la norma NAG-100, se calcula la cantidad de unidades de viviendas presentes en una unidad que se extiende 200 metros a cada lado del eje y longitudinalmente 1600 metros sobre el eje del gasoducto. Así, en este caso, el trazado corresponde a la Clase 1, pues se encuadra en existencia de 10 o menos unidades de vivienda por unidad, definiendo que para esta clase el factor de diseño a utilizar para el cálculo del espesor de los caños es F=0,72, salvo que alguna situación constructiva determine la aplicación de un factor menor (tramos de mayor espesor). Es de importancia el factor de diseño por su aplicación en las cuestiones constructivas correspondientes.

7.4.2 Descripción de las Actividades de Tendido

En una primera instancia, el tendido del ducto implicará la apertura de una pista de servicio de 15 m. Es una porción de terreno longitudinal que envuelve la traza del gasoducto, incluyendo la franja de excavación donde se enterrará el caño, un sector de operación segura de quipos y maquinaria. Para ello, será necesario limpiar y desmalezar el área. También, se acondicionará como calle de servicio la vía transitada por maquinaria y vehículos, Se puede requerir un ancho de pista adicional en ciertos sectores para el depósito temporal de materiales o suelo removido. Se le informará al propietario del terreno las acciones a ejecutarse y el cronograma previo al inicio de obras. No está previsto que el trazo del gasoducto se extienda por más de un propietario, por lo que no será necesario retirar alambrado ni construir tranqueras provisorias.

Posteriormente se procede con la excavación y zanjeo donde se ensamblarán las cañerías que componen el gasoducto. Los estudios de suelo brindarán información sobre las características de suelo a fines de seleccionar las tecnologías de excavación más adecuadas. El ancho y profundidad mínima de la zanja serán definidos en la ingeniería de detalle y deberán cumplir con lo dispuesto por la norma NAG-153.

Se extremarán todos los cuidados en aquellas zonas donde existen interferencias como el cruce con el Camino de Los Pulperos, vías de comunicación o cursos de agua. Durante la apertura de la zanja se dejarán pasos para que circulen los animales.

La preparación del terreno implica acciones de retiro de cobertura vegetal y suelo, excavaciones, rellenos, compactaciones y nivelaciones de terreno. En lo posible, se utilizará el suelo extraído en marco de estas actividades para relleno y tapada, pudiendo ser necesario incorporar suelo externo por sus características constructivas.

Durante la etapa de desfile de tuberías en la pista, estas se apoyarán alineadas a lo largo de la traza, respetando cierta distancia con el borde de la zanja para evitar obstrucciones con el entorno. Las tuberías deben ser descargadas con cuidado evitando ser arrastradas y que se golpeen entre sí.

Se realizará el curvado del ducto para acompañar la dirección de la traza y que este también se ajuste al perfil de fondo de la zanja. En la *Sección 313 – Curvas y Codos* de la norma NAG-100 establecen los lineamientos para el curvado de cañerías de acero.

La etapa de soldadura consiste en la aplicación de calor para la fusión de los extremos de dos cañerías, incluye la alineación, corte, biselado, precalentamiento y soldadura según las especificaciones técnicas del material de la cañería. Todos los extremos por soldar se revisan para corroborar que no tengan defectos, como abolladuras o grietas, y se limpian para eliminar cualquier material o suciedad que pueda afectar la calidad de la soldadura. Las cañerías se alinean con un acoplador neumático interno que hace coincidir dos biseles contiguos con una separación adecuada entre los mismos para soldar. Las tareas de soldadura solo pueden ser ejecutadas por personal idóneo y capacitado que cuente con las habilitaciones pertinentes

.

Antes de realizar el revestimiento, se deben realizar inspecciones visuales y ensayos no destructivos, por ejemplo, gammagrafía o ultrasonido.

Las juntas de tubería se recubren para evitar el contacto con el medio circundante y así protegerla de la corrosión exterior y sellar posibles fugas. El sistema de protección catódica para prevenir la corrosión de componentes metálicos deberá cumplir con lo dispuesto por la *Parte I - requisitos para control de la corrosión* y el *Apéndice D - criterios para protección catódica y su medición de* la norma NAG-100. El recubrimiento externo se hace con membranas termocontraíbles.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
152
FOLIO Nº

Antes de bajar el caño a la zanja, se debe inspeccionar el revestimiento. Si se detecta una falla o tramo dañado se lo deberá separar y reparar inmediatamente. El proceso de detección de fallas se repite hasta que no se encuentren más fallas.

Para bajar las tuberías se utilizan grúas con fajas para una descarga cuidadosa, evitando golpear las mismas y la superficie de la zanja. Toda línea deberá ser instalada de manera de adaptarse a la zanja y de reducir al mínimo las tensiones y proteger el revestimiento de posibles deterioros. Estudios asociados a la ingeniería de detalle permitirá definir a curvatura máxima admisible que no comprometa la integridad estructural. Se verifica, además, que el fondo de la zanja sea liso y regular para evitar daños al revestimiento o a la tubería.

Finalizada la etapa de bajada de tuberías, se procede a tapar la zanja. Se utilizará preferentemente suelo extraído durante en zanjeo, aunque también puede requerirse material de relleno externo.

Las pruebas hidrostáticas de los tramos de la tubería permiten probar su hermeticidad y resistencia. Las válvulas de bloqueo y las trampas scraper se prueban aparte. Estos ensayos se realizan siguiendo procedimientos específicos, que deberán ser aprobados, y conforme a lo dispuesto en la norma NAG-124. Antes de iniciar la prueba, se pasan varios scrapers para limpiar el interior de la cañería de agua, tierra, óxidos y demás elementos que pueden afectar el funcionamiento del gasoducto.

Las secciones de tubería se llenan con agua y se prueban a distintas presiones para evaluar su estabilidad, resistencia y hermeticidad. El agua empleada, provista por el contratista, deberá cumplir ciertas especificaciones (pH: 6- 9, concentración máxima de cloruros: 200 mg/litro y concentración máxima de sólidos: 50 mg/litro). Antes de elevar la presión de agua, se debe esperar a que se iguale la temperatura entre la cañería con agua y el suelo circundante. El agua ya utilizada se evacúa por gravedad, o se bombea, y purga de la línea de flujo. El agua es recolectada y analizada previamente a su vuelco de forma ambientalmente segura. Debe cumplir con los parámetros de vuelco admisibles.

Concluidas las pruebas hidrostáticas, se procede con el barrido y limpieza de las tuberías por medio de scapers (espuma de poliuretano) impulsados con aire comprimido. Luego, se inicia el secado para evitar la formación de hidratos. Se pueden emplear diversas técnicas como: circulación de gas inerte, circulación de aire deshidratado, pasaje de tapones gelificados o por vacío. Se evitará el uso de metanol como técnica para inhibir el agua.

Por último, el gasoducto deberá ser protegido catódicamente y en la zanja instaladas protecciones frente a la erosión como bermas.

El acondicionamiento del terreno tendrá como objetivo restaurar las condiciones iniciales antes de dar comienzo al proyecto. Se nivelará la zanja y buscará mantener el perfil topográfico original para alterar en menor grado el escurrimiento del agua en la zona. Se promoverá la re-vegetación del área afectada. Se eliminarán de la pista de paso todo residuo y materiales remanentes y las instalaciones temporales. La calzada y el gasoducto deberán estar señalizados.

Se elaborará un Plan de Gestión Ambiental con los procedimientos y las medidas ambientales adoptadas para la etapa constructiva, a fines de resguardar la calidad ambiental del sitio y que las actividades de proyecto se desarrollen de forma ambientalmente segura (NAG-153).

7.4.3 Lineamientos para Tareas Constructivas

Para la construcción y montaje del tramo on-shore serán de aplicación los requerimientos del Código NAG, incluyendo la API 1104 (últimas ediciones), así como a los Planes de Calidad, Seguridad y de Protección al Medio Ambiente que se establezcan para el Proyecto, de acuerdo a lo que someramente se detalla a continuación:

- Apertura de la Pista: de montaje del gasoducto considerando un ancho que permita el normal tránsito de los equipos pesados necesarios para las operaciones.
  - De acuerdo a los requerimientos ambientales de aplicación se separará la capa vegetal superficial ubicándola a un costado seguro para su posterior restitución.
  - La nivelación de la pista asegurará el normal escurrimiento del agua fuera del área de trabajos.
  - El máximo ancho permitido para la apertura de pista de un ducto de 30" es de 14-15 m (NAG-153)

Diámetro de la cañeria a instalar (en pulgadas)	Ancho (en metros)			
	Área de desechos	Zanja	Área de trabajo	**Máximo ancho permitido**
ø < 6"	2	0,50	7	**9,50**
6" < ø < 14"	2,10	0,70	8,20	**11**
14" < ø < 22"	2,80	0,90	9,30	**13**
22 < ø <30"	3,40	1,10	10,50	**15**
> 30"	3,60	1,40	11	**16**

Nota: *Cuando por razones técnicas o ambientales, debidamente justificadas por escrito, en sitios con singularidades particulares, resultara imposible atenerse a los anchos indicados, como excepción, podrán ser superados, únicamente, en la longitud necesaria para salvar tales singularidades.*

Figura 29. Anchos máximos permitidos para la apertura de pista. Fuente: NAG-153

- Apertura de la zanja: se realizará con equipos mecánicos que aseguren el ancho y profundidad requeridos de acuerdo al diseño para el montaje posterior de los tramos soldados para que sea libre de tensiones y sin daños al revestimiento.
  - El material del zanjeo de acuerdo a los requerimientos ambientales, también se separará en forma separada y del lado contrario al de montaje de los tramos soldados, en la capa vegetal y en el resto para su posterior restitución.
  - En caso de encontrar mantos rocosos, tanto durante la apertura de la pista, como en el zanjeo deberá realizarse voladuras controlada mediante explosivos. Esta actividad responderá a un procedimiento específico para cada tarea, con personal calificado para tal fin y una preparación operativa del personal de obra tanto para la carga de los explosivos, como para la voladura.
  - De requerirse estas actividades los explosivos deberán ubicarse en un polvorín acondicionado a tal fin, de acuerdo a la autoridad regulatoria y con acceso restringido al personal calificado.
  - La zanja no podrá permanecer abierta por más de 10 días (NAG-153)

- Transporte de los caños: desde las áreas establecidas y acondicionadas para el depósito de los caños en cercanías de la obra para su desfile posterior a lo largo de la traza realizado

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
153
FOLIO N°

- Para el caso de caños costura longitudinal, la misma se ubicará en la parte superior para facilitar la operación de soldadura.

- Soldaduras: serán realizadas por personal especialmente calificado de acuerdo a la especificación, el procedimiento y las pruebas requeridas para la obra.
  - Los equipos de soldadura serán aptos para asegurar la ejecución de las soldaduras de acuerdo a los rangos de amperaje, voltaje y temperatura de fusión establecidos.
  - El material de aporte será previamente establecido de acuerdo al proceso aprobado.
  - Los caños se presentarán mediante presentador interno o externo, con sus biseles previamente controlados en su integridad de diseño y preparados con lijado a metal base al igual que la zona de las bocas cercana al área a soldar.
  - Las soldaduras longitudinales se ubicarán en la parte superior de los caños a unir, pero separadas a ambos lados del eje de los caños.
  - Las distintas pasadas de soldaduras podrán controladas con instrumental adecuado para asegurar cumplir con los rangos del procedimiento aprobado.
  - Una vez completada la soldadura se procederá a su apoyo en soportes previamente preparados y de una altura adecuada que asegure evitar movimientos bruscos.
  - Para el caso de condiciones climáticas adversas no se podrán efectuar estas actividades salvo proteger y acondicionar el área del trabajo con un procedimiento previamente aprobado.
  - Los tramos soldados tendrán una longitud que permita su instalación en forma eficiente y segura. Eventualmente podrá requerirse una prueba de fuga con aire a presión recorriendo el tramo para verificar que no haya fugas, además de realizar el pasaje de un scraper para extraer posibles materiales o escombros que se hayan introducido en el tramo. Finalizada esta operación, los extremos serán cerrados con tapas apropiadas.

- Ensayos no destructivos: deberán responder a un procedimiento previamente aprobado.
  - Para el caso de uso de partículas radioactivas tipo gamma para el control radiográfico de soldaduras, el personal deberá estar calificado y autorizado para su uso por parte de la autoridad de aplicación. Al igual que los equipos utilizados a tal fin, que deberán ser resguardados en lugares seguros.
  - El personal deberá contar en forma permanente de dosímetros para el control del nivel de la radiación
  - Para el control de las soldaduras realizadas, una vez que se hayan enfriado y que no haya personal en la zona, se ubicarán las placas necesarias para cubrir el 100% de las mismas con una superposición que permita visualizar su continuidad, ubicando la extensión para el disparo y retorno de la partícula radioactiva, y el equipo contenedor a una distancia de protección para el personal.
  - Los registros obtenidos serán evaluados por personal calificado para determinar la posible existencia de defectos, que pueden ser aceptables, para reparar o corte de acuerdo a los requerimientos del procedimiento respectivo.
  - Más allá que la Clase 1 de trazado, por normativa, pueden ser controladas mediante END solo el 10% de las soldaduras realizadas en el día, en una cañería de tan corta longitud se aconseja realizar el control del 100% de las soldaduras ejecutadas.

  - Todos los registros realizados junto con los informes del personal calificado serán entregados en forma ordenada al personal designado a tal fin y servirán como registro del historial para el futuro operador.

- Revestimiento de uniones soldadas: será realizado una vez que sea liberada por el resultado del ensayo no destructivo.
  - Se aplicarán materiales compatibles en calidad, espesor y resistencia que el revestimiento del caño.
  - Las uniones soldadas serán acondicionadas mediante arenado para lograr la limpieza y el grado de color de metal aprobado.
  - Para el caso de condiciones climáticas adversas no se podrán efectuar estas actividades salvo proteger y acondicionar el área del trabajo con un procedimiento previamente aprobado.

- Instalación del tramo soldado: previo a la instalación del tramo dentro de la zanja se efectuará el control de fallas del revestimiento mediante equipos calibrados para la detección de estos defectos. De encontrarse fallas se procederá a su reparación y control (parcheo).
  - La operación de bajada del tramo en zanja se realiza con equipos tiende tubos diseñados para estas operaciones. La potencia y cantidad de equipos será la adecuada para elevar el tramo soldado y depositarlo sin daño alguno en el fondo de la zanja, previamente nivelada, acondicionada y libre de escombros.
  - Se verificará que el tramo quede perfectamente apoyado en el fondo de zanja

- Tapada: posicionado el tramo en el fondo de la zanja, se procederá a su tapada con material seleccionado en las primeras capas y luego con el material extraído de la zanja, aplicando compactación por capas. Al final se restituirá el material con la vegetación superficial previendo posibles asentamientos.
  - Especial atención deberá tenerse en zonas rocosas tanto en la preparación del fondo de zanja como en el material de tapada, atendiendo que el nivel de esta puede reducirse de acuerdo a lo indicado en la Tabla 327i de la Adenda #2 (Parte G) de la norma NAG-100.
  - En cada kilómetro y antes de la tapada sobre la parte superior del caño se hará la soldadura cuproaluminotérmica del cable de conexión a la caja de medición de potenciales a instalar en el poste-mojón kilométrico, el cual quedará adecuadamente protegido y señalizado para su posterior conexión.

- Empalmes de tramos: para la unión de los tramos soldados se aplicarán los mismos procedimientos de preparación de extremos, presentación, soldadura, END, arenado, revestimiento y tapada final.

- Pruebas: con el tramo onshore ya instalado y tapado se procederá a realizar las pruebas de hermeticidad de acuerdo a un procedimiento previamente aprobado, cumplimentado todo lo establecido en la norma NAG-124.
  - Se determinará la longitud y las diferencias de altura del tramo a probar, considerando las presiones máximas y mínimas aceptables para la presión de prueba
  - Se ubicarán cabezales en cada extremo diseñados con las conexiones, válvulas, caudalímetro, venteos y drenajes con una longitud suficiente para alojar pigs de poliuretano para el llenado con agua.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
154
FOLIO Nº

- Los cabezales estarán diseñados para soportar las presiones de prueba de resistencia hermeticidad.
- En uno de los extremos se ubicará el equipo de control de la prueba con manómetros, termómetros, balanza de peso muerto, registrador de presión, de acuerdo a los requerimientos establecidos.
- El agua para la prueba será químicamente neutra debiendo cumplir con parámetros de concentración de sales y sólidos en suspensión dentro de los requerimientos y verificado por laboratorio reconocido.
- El llenado del ducto se realizará mediante bombas conectadas a la fuente de agua, de forma tal que los pigs sean impulsados en forma continua y a una velocidad que evite la formación de baches de aire.
- Completado el llenado en forma efectiva, con la presión alcanzada por las bombas de llenado se procederá a su desconexión, procediendo a la instalación de bridas ciegas en todas las válvulas y conexiones. Quedará solo conectada la bomba de alta presión y las cañerías y tubing que van a los instrumentos de control de la prueba.
- Con la bomba de alta presión se procede a elevar la presión en forma progresiva y en intervalos para su normalización, controlando las lecturas en los manómetros, termómetros, balanza y registrador.
- Alcanzada la presión de prueba de resistencia, se desconectará la bomba de alta presión, y la presión alcanzada deberá mantenerse por el tiempo estipulado, registrando todos los parámetros de control al menos cada hora.
- Completada dicha prueba se reducirá la presión hasta la estipulada en el procedimiento la cual deberá mantenerse durante 24 horas. Serán registrados los datos de balanza, manómetros y termómetros.
- El sistema registrador quedará con toda la información impresa desde la puesta en presión hasta la finalización de la prueba de hermeticidad.
- Completada la prueba en forma satisfactoria se procederá a su despresurización con métodos controlados de evacuación del agua para no generar su acumulación o daños en el entorno.

• Barrido y secado final: el agua remanente de la prueba será extraída con el pasaje de los por pigs de poliuretano impulsados por compresores de aire no contaminado en la cantidad que sean necesarios hasta que desde el otro extremo no salga más agua.

- Prueba efectiva de la ausencia de humedad es mediante el pasaje de bache de metanol entre dos pigs verificando en su recepción que la medición con densitómetro esté dentro de los parámetros aceptables.
- Otro método es el de envío de trenes de pigs esponjosos impulsados por compresores de alta presión donde el control de efectividad es cuando se alcance el punto de rocío estipulado.
- El tramo secado deberá quedar adecuadamente sellado y con una reducida presión de aire.
- Se efectuará el montaje de los postes kilométricos con sus correspondientes cajas de medición de potencial caño-suelo a las que conectarán los cables previamente instalados en cada km.
- Se completará la limpieza y restitución de las áreas afectadas por el paso de la obra, construyendo además las obras de control de erosión que se hayan determinado.

Finalmente quedará por realizar los empalmes del tramo on-shore con la cabecera del gasoducto y con el tramo off-shore, y realizar los preparativos operativos para la puesta en gas del sistema.

7.5 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DEL TRAMO SUBMARINO DEL GASODUCTO

Tareas constructivas:

1. Tendido y colocación de tuberías.
2. Soldadas y revestidas en el fondo marino.
3. Soterramiento de la tubería a profundidades especificadas, de acuerdo a la tapada mínima requerida.
4. Estabilización adecuada del gasoducto submarino mediante post-zanjeado.
5. Limpieza interior, pruebas hidrostáticas, purga e inertización nitrogenada de toda la tubería.
6. Ensayos e inspecciones no destructivas
7. Inspección de las instalaciones de transmisión de gas y los accesorios para el transporte de gas.

7.5.1 Metodología Constructiva

Respecto al tendido de ductos submarinos, reviste especial importancia la zona en el que el ducto pasa de la costa al agua o viceversa (Aproximación Costera).

Se contemplan diversas alternativas de Aproximación Costera como Pull Out, Pull In, Perforación Dirigida Horizontal, Tunneling, Direct Pipe.

- Pull Out: Fabricación de la tubería en la playa y remolque de esta con boyas (para reducir su peso sumergido) a través de pequeñas embarcaciones hasta el punto de carga. Otra forma es fabricar secciones de tubería en la playa y traccionar (*pull out*) las mismas con un guinche sobre un buque de tendido localizado lo más cerca de la costa, según los requisitos de calado de la embarcación.
- Pull In. Fabricación de la tubería en una embarcación de tendido anclada lo más cerca posible de la costa, según los requisitos de calado de la embarcación mientras se tira con un guinche desde la costa (*pull in*). Otra forma es tener el guinche en la embarcación y una configuración de poleas ancladas en la playa. Una vez completada la aproximación costera, el barco de tendido puede comenzar a instalar la tubería hasta el punto de carga (utilizando el método S-lay).
- Perforación Dirigida Horizontal (HDD). Consiste en perforar un agujero de pequeño diámetro que servirá de guía para el gasoducto. La perforación se realiza a partir de un trepano en la punta de la máquina de perforación dirigida y la inyección de lodo bentonítico. En el punto de salida, un buque de tendido conecta un cabezal y un caño que permite agrandar el tamaño del agujero. Desde la costa, la perforadora va tirando del conducto para traerlo a tierra. Esto se realiza múltiples veces (método Yo-Yo) para ir agrandando el agujero progresivamente hasta llegar al diámetro necesario según el ducto a instalar. Alcanzado el diámetro adecuado, se tiende el gasoducto hacia la costa, soldándolo sobre el lecho marino y conectándolo con la cabeza del caño de perforación. El proceso finaliza cuando el cabezal de tiro llega al punto de comienzo de la perforación en la costa

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
155
FOLIO N°

- Tunneling. Esta metodología se caracteriza por la formación de un túnel desde un pozo de ataque ubicado en la costa. Una vez construido el túnel, se realiza el tendido del ducto dentro de este. Para la perforación se utiliza un cabezal con dientes de corte comandado desde la costa y se instalan tuberías de hormigón armado que se hincan desde el pozo de ataque trasladando el empuje a la tuneladora ubicada en el frente. Para pasar el gasoducto por el túnel perforado, se emplea una barcaza de apoyo (donde se acopian los ductos) que lo tire a la costa o, en caso contrario, se lo tira desde tierra al agua con un malacate ubicado en la barcaza.
- Direct Pipe. Es una combinación entre los métodos HDD y Tunneling presentados. Las perforaciones se realizan desde un pozo de ataque en la costa. Se emplea un propulsor que empuja continuamente la tubería hacia delante. Se utiliza un cabezal de perforación unido a la columna soldada y el conjunto avanza mediante la tracción del mismo a medida que realiza el túnel.

El ducto submarino debe ser estabilizado y/o enterrado, dependiendo de las regulaciones locales o las condiciones de diseño. Por lo general, se requiere estabilización hasta el punto de rotura de la ola para el evento de tormenta de 100 años, para garantizar que el gasoducto permanezca en su lugar.

Métodos de estabilización del ducto submarino:

- Pre-trinchera, que es una zanja abierta en la restinga y en la arena. Se considera el uso de explosivos como condición de máxima.
- Post-trinchera, donde la tubería se apoya en el lecho marino, y se coloca una máquina post-trinchera (ya sea chorros a alta presión o un elemento mecánico cortante) en la parte superior de la tubería y se tira utilizando un guinche, ya sea de la orilla o desde buque, hasta que la tubería logra la cobertura deseada.

Para este proyecto se prevé la apertura de una trinchera hasta donde finaliza la zona de restinga mediante retroexcavadora desde la costa (Pre-trinchera). El resto de la zanja se realizará con una maquina post-trenching (Jetting) que se colocará sobre la tubería y acompañará el tendido de ésta en simultaneo (Post-trinchera).

Para el tendido del ducto se consideraron dos secciones:

- La aproximación costera, donde la tubería es traccionada con un malacate, ya sea desde la playa (*pull in*) o desde una plataforma flotante (barcaza de tendido o pontón) que se posiciona lo más cerca posible de la costa (*pull out*).

- El tendido de tubería submarina, donde la tubería se instala utilizando una barcaza de tendido SWLB (*Shallow Water Lay Barge*). Para estas profundidades, la barcaza de tendido utilizara el método S-Lay con una estructura de salida en la proa que se denomina *stinger*.

7.5.1.1 Aproximación Costera

Para este proyecto se consideró que la opción más segura es utilizar una barcaza de tendido típica (con calado de trabajo de 2,5 m), que se posicione en el punto de quiebre de ola de 10 años de recurrencia (1200 m de la costa). Esta barcaza de tendido (de fondo plano) puede acercarse todavía más a la costa aprovechando las mareas y quedando en seco en bajamar.

Considerando un peso sumergido de aproximadamente 257 kg/m (con 3 pulgadas de concreto) y coeficiente de rozamiento de 1,1 (conservador), la fuerza de tracción necesaria seria de aproximadamente (1,1 x 257 kg/m (peso sumergido) x 1200 m) = 339240 kg ~ 340 ton. Durante la ingeniería básica se analizará el efecto del cable durante la tracción, las condiciones de bajamar y pleamar, además de considerar boyas para reducir el peso sumergido en un 50% y el efecto del cable durante el tendido (peso típico de 50 kg/m). Se asumirá un malacate de 400 toneladas de tiro. El posicionamiento del malacate definirá dos alternativas para esta metodología:

- Fabricación de la tubería (mediante soldadura de las juntas de 12 metros) en la playa sobre trenes de rodillos en secciones de 480 metros y traccionar las mismas con un malacate sobre la barcaza de tendido anclada a 1200 metros de la costa (*pull out* como se denomina en inglés). En este caso, el malacate se ancla con cables en tablestacas en la costa y se recomiendo un malacate de tiro lineal.

Figura 30. Layout Alternativa 1

- Fabricación de la tubería en la barcaza de tendido (anclada a 1200 metros de costa) en secciones de 12 o 24 (según el tipo de barcaza), y traccionar la misma con un malacate posicionada en la playa (*pull in* como se denomina en inglés). En este caso el malacate se ancla con un muerto de anclaje detrás del mismo y se recomienda un malacate de tambor (que es de menor dimensión que el lineal).

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
156
FOLIO N°

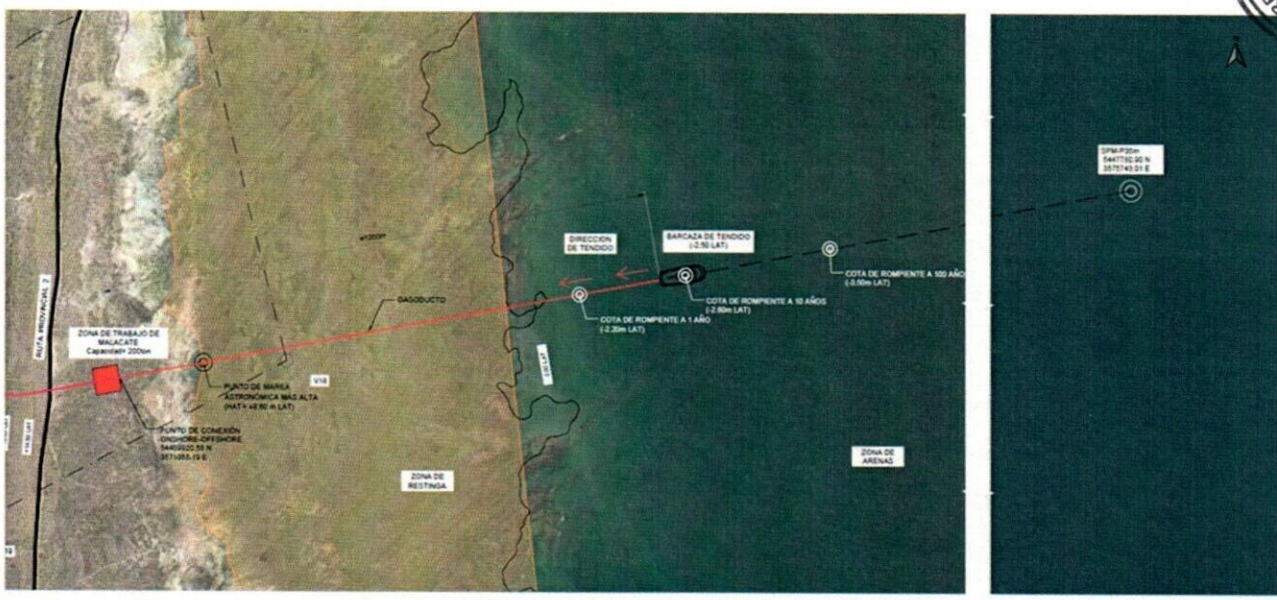


Figura 31. Layout Alternativa 2.

En ambos casos, una vez completado la tracción del ducto y que el mismo este posicionado en la aproximación costera, se realiza el post-zanjeado faltante hasta los 1200 metros (es importante señalar que se utilizarán retroexcavadoras en toda la zona de restinga, aprovechando la marea baja), utilizando el malacate (*pull in* o *pull out*) traccionando el equipo de *jetting*. Una vez completado el enterramiento del ducto en la aproximación costera, el barco de tendido comienza a instalar la tubería hasta el punto SPM (utilizando el método S-Lay), y a la misma vez pasando el equipo de *jetting*, para enterrar la tubería a tope del lecho marino.

- **Metodología adoptada**

La metodología de instalación adoptada comprende un *pull in*, con el malacate en la costa, y la fabricación de tubería en la barcaza de tendido. La barcaza se coloca sobre sus anclas en línea y a popa con la alineación deseada de la tubería, tan cerca de la costa como lo permitan sus condiciones de calado y marea (en este caso se asume 1200 metros).

El tiro del gasoducto comenzará una vez se conecte el cable de tiro con la cabeza de tiro sobre la línea de fabricación de la barcaza. La longitud total del cable se desenrollará y se colocará en la playa. La disposición real del cable comprende dos secciones de cable de alambre de 2 1/2" (de 1,100 m cada uno) conectados con *spelter sockets*, y se utilizarán poleas, soportes de madera, rodillos y boyas para acelerar la transferencia del cable de la playa a la barcaza.

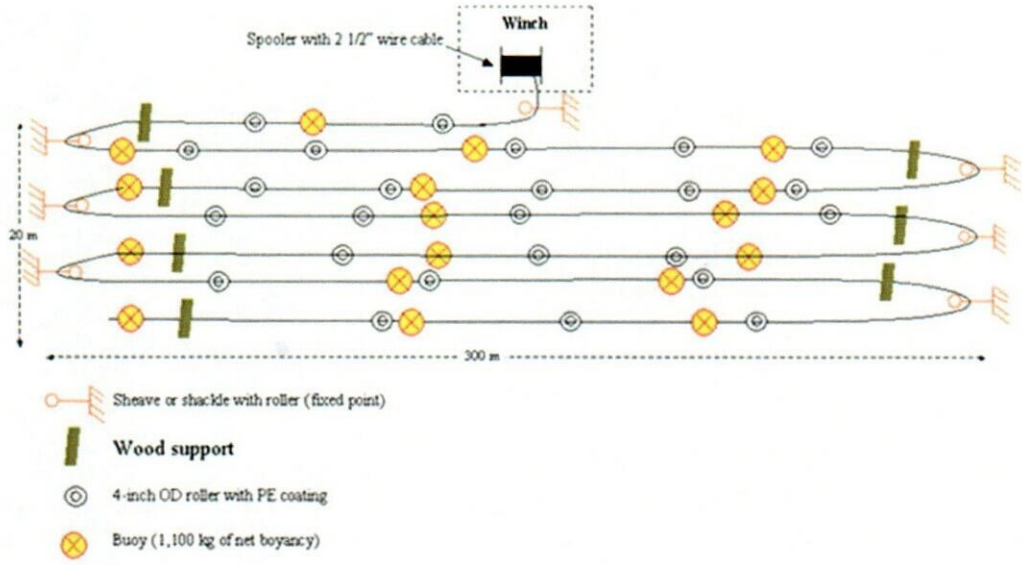


Figura 32. Arreglo cable de tiro de cabeza en playa.

Se instalará un malacate de tiro lineal de 400 toneladas en tierra y se anclará a un muerto de anclaje. Una línea mensajera, compuesta de cuerda de polipropileno, se extiende desde la playa hasta la barcaza utilizando una *zodiac*, un bote de trabajo y un remolcador, y luego el cable del malacate se tira de la barcaza y se conecta a un cabezal de tiro soldado a la tubería. El método de aparejo preferido es un solo cable desde el cabezal de tracción de la tubería en la barcaza directamente hasta el malacate, lo que garantiza un tirón simple y continuo de principio a fin.

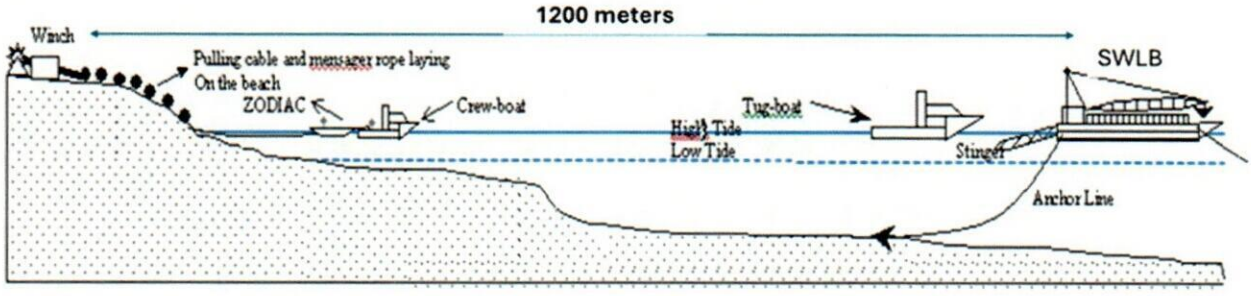


Figura 33. Arreglo pasaje de cable de tiro de playa a barcaza.

La Figura 34 muestra todos los elementos típicos que intervienen durante el paso del cable de tiro desde la playa hasta la barcaza. Para esta tarea se utilizarán tres diámetros de polipropileno diferentes, típicamente de 3/8", 1" y 2 1/2", que se van pasando *Zodiac* al *tug boat* y al remolcador, respectivamente. El remolcador es el último que recupera la cuerda y lleva la cuerda del PP de 2 1/2" a la barcaza, donde se llevará el cable de acero.

La fuerza de tiro durante la instalación de la tubería varía linealmente a medida que las secciones progresivamente más largas de la tubería generan fuerzas de fricción con el lecho marino. La carga máxima de tracción utilizada para dimensionar el malacate y tirar de los cables suele producirse al final de tiro. La fuerza de tiro total se basa en el peso sumergido de la tubería, la longitud total de tubería y la fricción entre la tubería y el lecho marino, considerando el peor caso cuando tenemos toda la longitud de 1200 metros de tubería sobre el lecho marino.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
157
FOLIO N°

Una vez que el cable de tiro esté a bordo de la barcaza de tendido, el extremo del cable con el enchufe hembra se atará a un cáncamo en la cubierta de la barcaza, y luego toda la disposición del malacate tendrá la fuerza de tracción máxima para la que la barcaza sea adecuado, generalmente menos que 200 toneladas. Otra alternativa para probar el sistema es utilizar anclajes superpuestos (de 15 toneladas cada uno) para una carga de prueba de 200 a 400 toneladas.

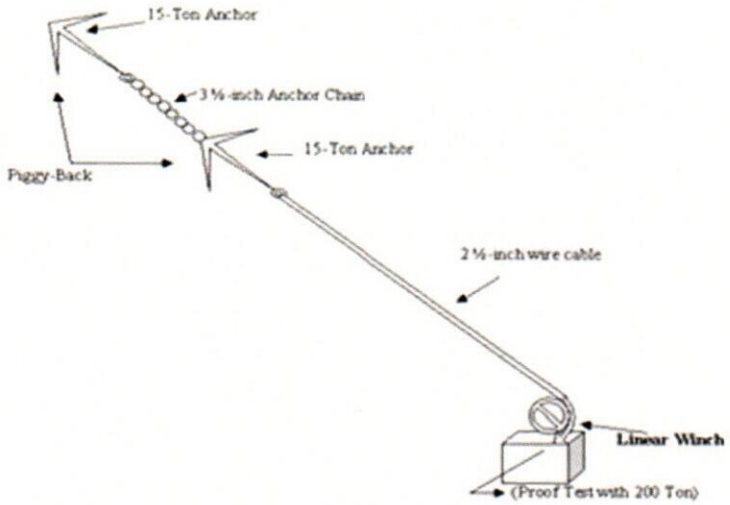


Figura 34. Arreglo de anclas para prueba de tiro del malacate.

La soldadura de la tubería comenzará a bordo de la barcaza de tendido. Un extremo de un cable de acero está unido a un cabezal de tracción al comienzo de la línea de producción, el otro extremo está montado en el malacate de tracción lineal colocado en tierra. A medida que se sueldan las uniones de las tuberías, el malacate tira de la tubería de la barcaza, que permanece estacionaria durante el tiro de la misma. Cuando el cabezal de arrastre llega a la orilla, el proceso se invierte: el oleoducto permanece estático mientras la barcaza de tendido se aleja, instalando la tubería a medida que avanza.

Es importante evitar durante el tendido que la tubería se tuerza por torsión y que la cabeza de tiro quede clavada en el lecho marino, dificultando toda la operación. Generalmente, las dos boyas en el cabezal de tiro y la del *spelter socket* (de unión de los tramos de cables) disminuirán drásticamente este efecto. Para aliviar el peso sumergido del cabezal de tiro y evitar enterrar el cabezal de tracción en el lecho marino, se soldará una *pup joint* entre el cabezal de tiro y la tubería.

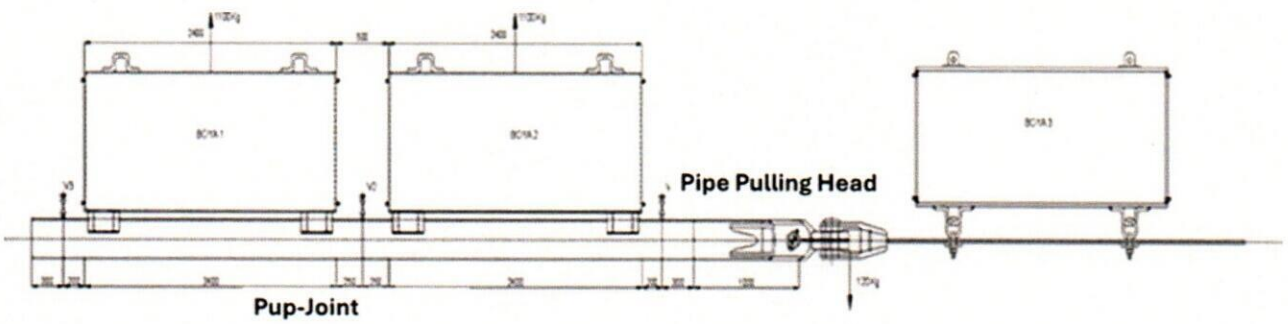


Figura 35. Arreglo de cabeza de tiro con boyas para evitar torsión.

El malacate de tiro lineal tiene que anclarse con un muerto de anclaje, que tiene que estar diseñado para tomar una fuerza de tracción máximas de 400 toneladas métricas. Generalmente, la disposición de anclado consiste en dos "haces de pilotes" verticales de 36 pulgadas enterrados a 5 metros de profundidad, a 35 metros del cabrestante. La disposición del muerto de anclase se instala en una zanja abierta y se rellena a través de un terraplén hidráulico.

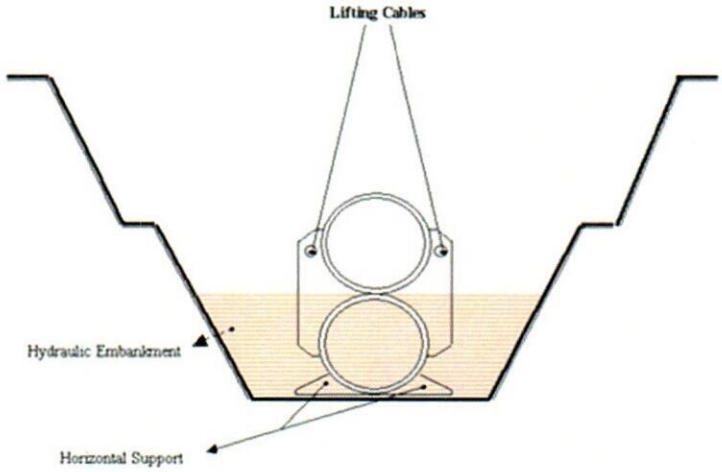


Figura 36. Arreglo Muerto Anclaje Para Malacate de Tiro Lineal

Dado que los cáncamos del malacate no resisten las cargas desplazadas, los dos cables de acero de anclaje estarán rectos. El cable de acero de anclaje del malacate es el mismo cable de acero de 2 1/2" que el especificado para la tracción.

Para el área del malacate de 400 toneladas es posible asumir un área de 60 x 35 metros donde vamos a tener equipos:

Malacate de tiro lineal con su sistema de anclaje, su tambor para enrollar el cable de tiro, con su sistema de anclaje, una grúa, carretes adicionales (se asumieron dos en nuestro caso), el HPU, y la cabina de control.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
158
FOLIO Nº

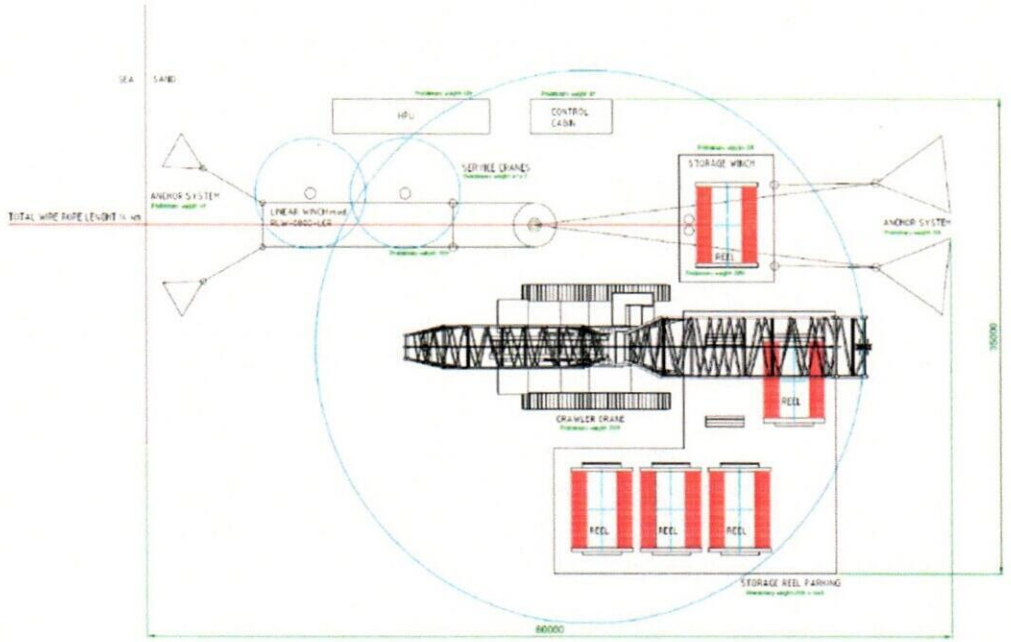


Figura 37. Arreglo típico de área de trabajo para malacate de miro lineal.

Finalmente, en caso de que la tubería tenga que abandonarse durante el tendido por mal tiempo o por alguna falla del tensionado, un cabezal de abandono se soldara a la tubería, que tiene dos válvulas y un scraper bidireccional, lo que asegura que la tubería pueda abandonarse inundada en caso de ser necesario por estabilidad. Una vez reiniciado el tendido, el agua se desplaza con aire, la tubería se recupera y se reinicia el tendido.

- **Metodología alternativa**

Se puede pensar como alternativa el empuje y tiro de tuberías en flotación, sea a nivel de agua (utilizando boyas) o cerca del lecho marino (además de boyas se agregan cadenas para dar el peso de manera de tener una cierta distancia al fondo marino). Una vez en su lugar, la tubería descenderá al lecho marino mediante la liberación de los flotadores.

Figura 38. Operación típica de empuje y tiro.

La tensión necesaria para el descenso, el control y la alineación de la tubería se aplica mediante el posicionamiento del remolcador y/o un sistema de retención tipo pilotes hincados a lo largo de la ruta seleccionada.

La alternativa de empuje y tiro (*push & pull*) depende firmemente de la velocidad de las corrientes en el área, especialmente cuando las velocidades de corriente son menores a 0,1 m/s.

El método consiste en tener una logística adecuada, a saber:

- Un área de fabricación en tierra para soldadura de juntas y fabricación de secciones de 480 metros, con una rampa de lanzamiento adecuada con soporte de rodillos, sobre toda el área de la restinga.

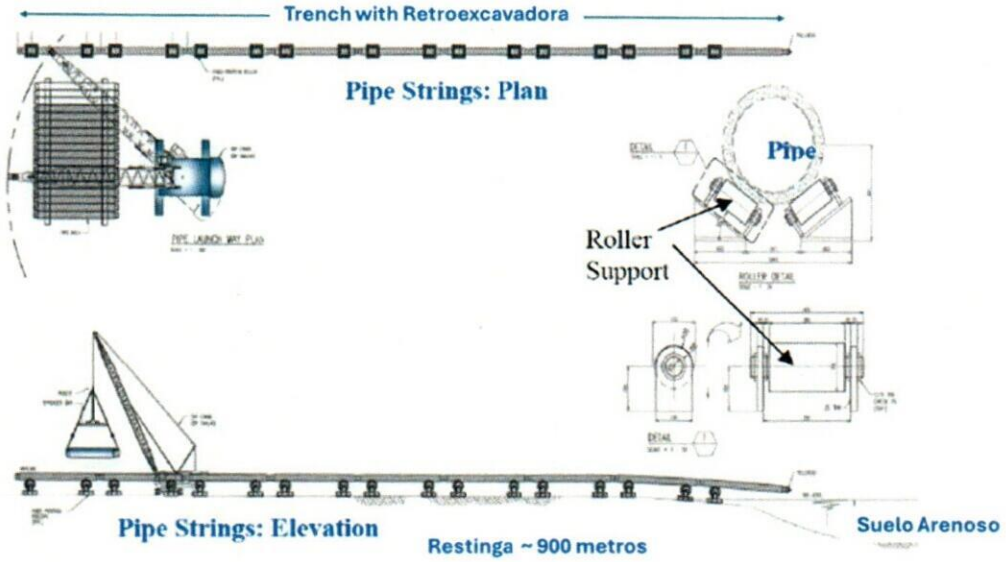


Figura 39. Fabricación y rampa de lanzamiento sobre restinga.

- Un remolcador adecuado.
- Un equipo de buceo que vaya anclando las secciones de acuerdo con la longitud final que quiera realizarse, ya sea 1200 metros de aproximación costera (utilizando un pontón de base plane) o los 5200 metros (utilizando un barco de apoyo con posicionamiento dinámico).
- Las boyas del tipo flotante y se pueden instalar de acuerdo a diferentes configuraciones (sin cadenas de peso):

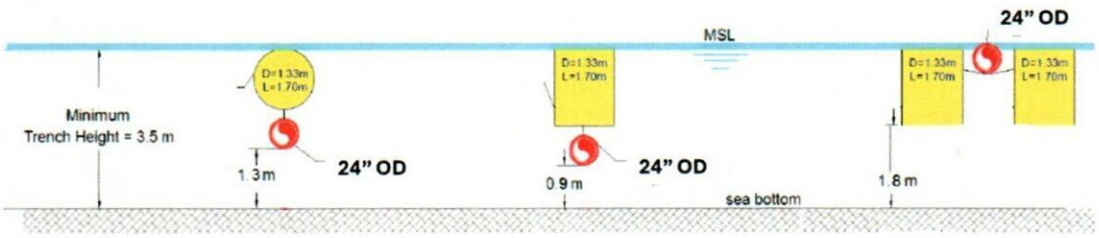


Figura 40. Potencial arreglo de boyas (sin cadenas).

FOLIO N° 159

7.5.1.2 Tendido S-Lay

Se utilizará un cabezal de A&R al final del alcance del trabajo de S-Lay. El cabezal de A&R se soldará a las líneas de amarre y se utilizará para bajar la tubería al lecho marino. Además, se instalará con abandono y recuperación. La cabeza de abandono se transforma en un cabezal de tiro para las operaciones de *pull-in* y *pull-out*, y también puede ser reemplazado por la estructura de terminación si el tendido se hace en línea o se abandona del SSY desde la proa de la barcaza. Otra posibilidad es abandonar la línea con el cabezal de abandono y recuperarla por izamiento a un lado de la barcaza y realizar la unión soldada para luego abandonar a la estructura de terminación en el lecho marino.

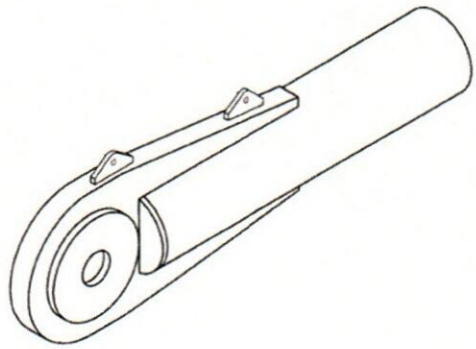


Figura 41. Cabeza de abandono y recuperación típica.

7.5.2 Equipos

Equipamiento de zanjeo

- Retroexcavadoras hidráulicas, auto elevables, o que pueden estar posicionadas en equipos anfibios en caso de trabajar las 24 horas. Se utilizarán para hacer la zanja en la zona de restinga.

Figura 42. Retroexcavadora típica (CAT 365) / Auto Elevable.

- Equipos de post-zanjeado tipo jetting. Desde el KP 1+000 hasta el KP 5+200.

Figura 43. Equipamiento Tipico Jetting.

Equipamiento de tendido

- El "spread" de tendido de tubería consiste en los siguientes elementos:
- Barcaza de tendido de agua rasas (SWLB) (1), con un draft mínimo de 2 a 2.5 metros (cargada). Esta barcaza se posiciona con anclas, a 1200 metros de la costa.
- Remolcadores para la manipulación de anclas (o Anchor Handling Tugs -AHT por su denominación en Ingles), de 400 HP (2) de bajo calado.
- Remolcador de carga (4000 HP) (1) para proporcionar tubería durante el tendido (AHTS)
- Barcazas de carga (2)
- Sistema de amarre especial compuesto por muerto de anclaje (DMA), líneas de amarre y boyas para las operaciones de anclaje de la barcaza de tendido.

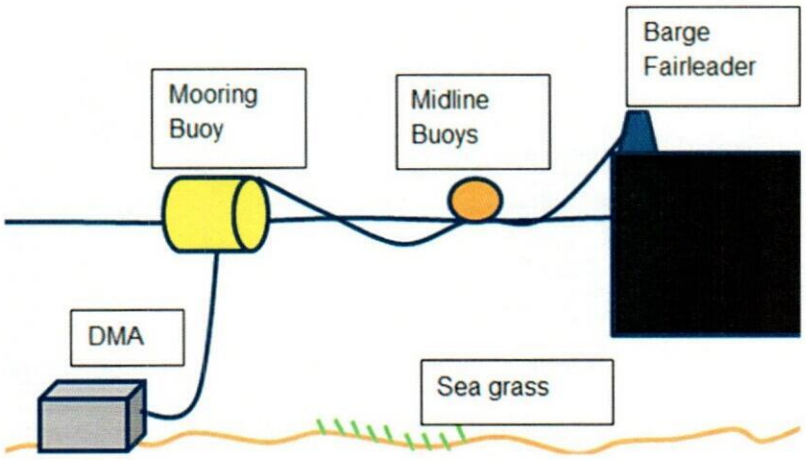


Figura 44. Arreglo Típico de Anclaje de Barcaza de Tendido.

SECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
160
FOLIO N°

Equipamiento de tracción o tiro

- Malacate de tiro lineal de 400 ton de capacidad cubrirá las expectativas de tiro. Será capaz de permitir el paso de un soquete y tirar de un cable de 100 mm de diámetro exterior, y tendrá dos HPU de 300 kw, con cabina de control y manguera de interconexión.

Figura 45. Malacate de tiro lineal típico.

El malacate de tiro lineal y todo su equipamiento asociado se dejan en muelle por un buque de suministro, y se transfieren en camión hasta la zona de trabajo (KP 0+437). El malacate se instala sobre sobre rieles perpendiculares al eje de tracción, lo que le permitirá desplazarse en las diferentes posiciones de tracción, número que depende de la capacidad del malacate. El malacate debe anclarse y se utilizan diferentes formas como un muro de tablestacas, muertos de anclaje de hormigón, pilotes hincados o anclajes de retención.

El malacate de tiro lineal se anclará con sus dos puntos de anclaje directamente vinculados a los anclajes o a una polea conectada a los anclajes.

Figura 46. Vista típica del cabrestante lineal desde el lado de anclaje (con polea.

- Carretes de almacenamiento de cable (2), cada uno de los cuales tendrá una sección de 1100 m de largo. El peso de un carrete completamente cargado es de aproximadamente 70 ton. Se movilizará un bobinado hidráulico diésel 100 ton para enrollar el cable en los carretes de almacenamiento mientras se realiza el tiro.

Figura 47. Carrete de Almacenaje ("spooling winch") típico.

- Boyas de Tiro para que la tubería sea más ligera y, por lo tanto, reducir la fuerza de tracción, se podrán instalar unidades de flotabilidad (boyas) en la tubería. Se propone construir las boyas utilizando secciones de tubería de HDPE tapadas en sus extremos y atadas a la tubería. Alternativamente, se podría considerar el uso de boyas de plástico adecuadas para este tipo de operación. Las boyas se instalan cada 12 metros (una junta). Las boyas son fabricadas en tierra e instaladas durante las operaciones de pull-in o pull-out dependiendo la metodología de instalación.

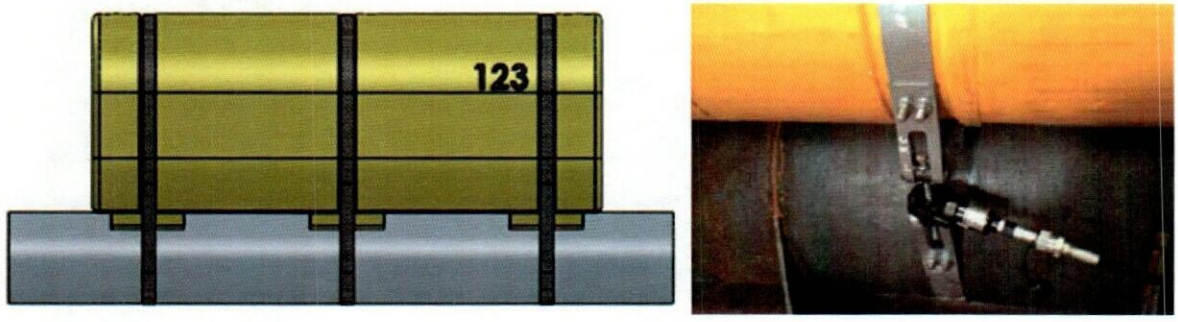


Figura 48. Arreglo típico de boyas de tiro y sistema de desacople.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
161
FOLIO N°

- Barco de buceo (1) equipado con equipo de buceo de reemplazo. Para fines de emergencia, se ubicará una cámara de descompresión en tierra a poca distancia y de acuerdo con las reglas de buceo.

Figura 49. Barco de buceo típico.

7.6 APECTOS CONSTRUCTIVOS DEL DISPOSITIVO DE AMARRE SPM

La instalación del dispositivo de amarre SPM (*Single Point Mooring*) SSY (*Submerged Swivel and Yoke*) será apoyada por al menos un remolcador y constará de una serie de etapas:

- Inspección del sitio e instalación de defensas. La inspección del sitio puede determinar la necesidad de limpiar el fondo marino e instalar sistemas de protección del fondo marino y/o frente a colisiones con otras embarcaciones (defensas).
- Instalación de la base de amarre.
- Hincado y cementado: los tres pilotes se hincan en el fondo marino y se rellena con material adecuado para asegurar su estabilidad y capacidad de carga.
- Instalación de la torreta giratoria y el brazo de yoke, que conecta la base de amarre con la FLNG.
- Instalación del umbilical de control.
- Instalación del riser que permite la transferencia del gas desde el ducto submarino hasta la FLNG.
- Despliegue de las cadenas de amarre.

Para la instalación y conexión del dispositivo de amarre SSY se requiere la instalación de pilotes, el relleno de cemento y trabajos de buceo.

Se realizan pruebas previas a la puesta en marcha para verificar la integridad del sistema de amarre. Además, se realizan las correspondientes pruebas para la detección de fugas de la línea de alimentación de gas natural. Por último, previo al paso de gas, se purga la línea con nitrógeno.

7.7 MANO DE OBRA

Se estima que aproximadamente 280 personas se emplearán para la ejecución de los trabajos tanto on-shore como off-shore.

7.8 INSUMOS Y SERVICIOS

Se requerirán los insumos propios de las obras civiles en cantidades necesarias.

Para la provisión de combustibles el obrador contará con tanques de acopio de diésel y tanques móviles avanzando con el frente de montajes.

El volumen de agua a utilizar para las pruebas hidráulicas será de aproximadamente 6.500 m^3. Si el agua es una limitante se puede seccionar y hacer más de una prueba, reutilizando el agua. La selección y gestiones asociadas a la toma de agua a utilizar estarán a cargo del Contratista que resulte adjudicado para la ejecución de la obra

7.9 EFLUENTES Y RESIDUOS

Para todas las actividades constructivas se generarán distintos tipos de residuos. Los residuos domésticos se generan principalmente en los frentes de trabajo, en los obradores e instalaciones oficinas y comedor. Se incluyen restos de alimentos, envoltorios, papeles, todos asimilables a urbanos. Son retirados del área por camiones para su disposición final de acuerdo con la reglamentación vigente de la provincia/municipio.

Por otro lado, durante las actividades generales y de mantenimiento se generarán residuos de tipo peligroso como restos de solventes, pinturas, trapos contaminados con aceite e hidrocarburos. Estos se almacenarán en depósitos próximos a los obradores, equipados para tal fin, cerrados, protegidos de las condiciones climáticas y con acceso restringido. Las distintas corrientes de residuos se identificarán y almacenarán de forma diferenciada, y serán retirados por una empresa habilitada para la gestión de residuos peligrosos.

Por último, se generan residuos inertes e industriales del tipo no peligrosos característicos de toda construcción. Se generan en mayores cantidades tierra y relleno del movimiento y excavaciones de suelo, fragmentos de bloques, hormigón, piedra; vidrios, tubos metálicos, barras de acero de construcción, perfiles metálicos sobrantes, embalajes, plásticos, entre otros,

Tabla 15. Tasa de generación de residuos estimadas para la etapa constructiva.

Etapa	Tipo de Residuo Sólido	Cantidad (kg/mes)
Tendido de Ducto y Construcción de la Cabeceras	Biodegradables	40
	Especiales	25
	Metálicos	25
	Varios	50

La recolección y disposición final de residuos será a cargo de una empresa especializada y habilitada para tal fin. Estará prohibido arrojar en la zanja residuos de cualquier tipo o naturaleza mientras esta esté abierta.

Respecto a los residuos líquidos, será principalmente del tipo cloacal producto del uso sanitario por el personal de obra. Se instalarán baños químicos portátiles que serán vaciados por camiones cisterna para su transporte a sitios de tratamiento según lo determina la normativa vigente.

Un segundo tipo de efluente variable será de tipo industrial, generado por el lavado de equipos y maquinarias. También, se considera el agua derivada de las pruebas hidráulicas del gasoducto.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
162
FOLIO N°

Tabla 16. Efluentes y emisiones principales de la etapa constructiva.

Tipo de Efluente	Descripción	Volumen estimado	Gestión
Líquidos	Agua para prueba hidráulica	6500 m^3	N/A
Gaseosos	Emisiones de maquinarias	-	N/A
	Emisiones de material particulado por movimiento de suelo	-	-

Se generarán emisiones gaseosas producto de la combustión de motores de maquinarias y equipos generadores de energía. Se emitirán CO_2, SOx, NOx, HC, y PM.

Los movimientos de suelo, zanjeo, y las tareas de acondicionamiento del terreno generará emisiones de material particulado.

Además, se emitirá ruido variable producto de las actividades constructivas, incluyendo: el transporte y movimiento de personas y materiales, el uso de maquinarias para la excavación y movimiento de tierra, perforación y excavación de zanjas, instalación de tuberías, operaciones de soldaduras y corte, montaje de estructuras y ensamblajes, funcionamiento de compresores y generadores de energía.

8. ETAPA OPERATIVA

El operador y el responsable de toda la infraestructura es SOUTHERN ENERGY, quien contrata a GOLAR para los servicios de operación y mantenimiento del buque FLNG.

La vida útil del Proyecto FLNG GSM es de 20 años, durante los cuales la GOLAR HILLI EPISEYO FLNG (unidad flotante de licuefacción de la firma GOLAR) se encontrará anclada en el Golfo San Matías, produciendo GNL a partir del gas natural (proceso de licuefacción). El gas natural será abastecido a través de un gasoducto dedicado conformando por un tramo terrestre y un tramo submarino. El gasoducto está diseñado para un caudal operativo de 12 MMSCMD.

La operación de la GOLAR HILLI EPISEYO FLNG estará a cargo de la empresa GOLAR, mientras que SOUTHERN ENERGY será responsable de la operación del gasoducto y todas las actividades terrestres principales de logística y apoyo, debiendo coordinar las operaciones con TGS para garantizar las condiciones de suministro de gas natural y con GOLAR el despacho de GNL.

8.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Según información suministrada por TGS las condiciones del gas en el punto de suministro son las siguientes y su composición se indica en la Tabla 17.

- Presión en punto de Toma: 70 kg/cm2g / (40 kg/cm2g garantizado)
- Temperatura: 45°C
- Caudal estimado: 12 MMSCMD

Tabla 17. Composición del Gas Natural, datos TGS.

TGS NATURAL GAS SUPPLY				
		Lean	Average	Rich
COMPOSITION				
C_1 - Methane	mol %	91.917%	91.568%	91.236%
C_2 - Ethane	mol %	4.163%	4.137%	4.102%
C_3 - Propane	mol %	1.276%	1.318%	1.483%
i-C_4 - iButane	mol %	0.271%	0.319%	0.381%
n-C_4 - nButane	mol %	0.316%	0.364%	0.428%
i-C_5 - iPentane	mol %	0.086%	0.087%	0.089%
n-C_5 - nPentane	mol %	0.070%	0.072%	0.074%
C_6 - Hexane	mol %	0.040%	0.042%	0.045%
C_7 - Heptane	mol %	0.012%	0.015%	0.017%
C_8 - Octane	mol %	0.003%	0.003%	0.004%
CO_2 - Carbon Dioxide	mol %	0.457%	0.537%	0.627%
N_2 - Nitrogen	mol %	1.389%	1.539%	1.514%

En base a la información anterior y la enviada por TGS correspondiente al año 2023, se han definido el resto de las características del GN a transportar:

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
163
FOLIO N°

a) Gas Natural (obtenido del GN informado por TGS)

Tabla 18. Características del gas natural.

Concepto	Dato	Observaciones
Densidad relativa (al aire)	paverage = 0,613	Promedio de la información anual año 2023 de TGS
Poder Calorífico Superior	PCS Prom. = 9504 Kcal/m^3	
	PCS STD = 9300 Kcal/m^3	
Máxima Temperatura del GN en Tie In TGS	45°C	Descarga PC SAO

b) Base de Diseño Estudio Hidráulico de Ingeniería Preliminar

Tabla 19. Datos para estudio hidráulico de ingeniería preliminar. Nota: Caudales indicados en STD m3/días medidos a PCS según composición "Average" de TGS.

Concepto	Dato	Observaciones
Viscosidad GN (estimada)	μ = 0.0108 ctp	a 25°C y 60 bar
Temperatura de Diseño GN – Formula Isotérmica	Onshore = 34°C	Estimación por método Gas de France
	Offshore = 20,5°C	
Gas "modelo" de Diseño	Gas "average" de TGS	Documento «Condiciones en el punto de interconexión» de TGS
Masa molar del Gas "modelo"	PM = 17,749 Kg/Kmol	----
Constante particular del Gas "modelo"	469,962 J/Kg K	----
Presión entrega al proceso FLNG	65 kg/cm2g	----
Presión mínima de llegada a válvula submarina (tramo offshore)	64 kg/cm2g	Se estima 1 bar de perdidas localizadas entre válvula submarina e ingreso a proceso FLNG
Presión en Tie In de TGS PC SAO	68,7 barg	MAPO TGS
Presión de recepción en válvula de cabecera (Tie in entre TGS y SOUTHERN ENERGY S.A)	68,0 barg	Se estima 0,7 bar de perdidas localizadas entre válvula e ingreso al tramo onshore
Caudal de Diseño	12 MMSCMD	
Presión de diseño mecánico	PD = 98 barg	Equipos y Cañerías en zonas de AP

8.2 DATOS DE PRODUCCIÓN: CONSUMOS Y CAUDALES

En la Tabla 20 a continuación, se exponen los valores más representativos para la alimentación de un nuevo ducto terrestre que se conectará al sistema TGS según lo previsto.

Tabla 20. Datos de producción, consumos y caudales.

Concepto	Caudal	Observaciones
Gas natural a LNG	10,147 x10^6 m^3/ día	Producción Máxima de LNG estimada s/composición GN "average" TGS para Proceso PRICO
Alimentación Proceso FLNG (con autoconsumo)	11,274 x10^6 Sm^3/día	

Concepto	Caudal	Observaciones
Consumo Cabecera del gasoducto	----	Servicios de electricidad y gas desde sistema TGS
Margen de Diseño	0,56 x10^6 Sm^3/día	Eficiencia de fórmula (0,95 estimada)
Caudal total por inyectar en Cabecera (Q_D)	12,000 x10^6 Sm^3/día	Presión nominal TGS en cabecera 70 kgf/cm^2 (descarga PC SAO)

8.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL FLNG

Genéricamente las equivalencias entre el LNG obtenido desde un gas natural tipo se indican a continuación en la Tabla 21.

Tabla 21. Equivalencias LNG/GN[11]

Equivalencias		
Million tonnes per annum (of LNG)	Billon Cubic Feet per day (of GN)	Millones de metros cúbicos por día[12]
1 MTPA	0,131584156 Bcf/d	3,726048360 x 10^6 m^3/día

Cabe destacar que la capacidad de producción del HILLI EPISEYO GOLAR FLNG informada por SOUTHERN ENERGY varía entre 2,38 y 2,78 MTPA (millones de toneladas de LNG por año) según el tipo de gas natural tratado.

Para la capacidad máxima declarada, se tiene el siguiente requerimiento de gas natural a ser procesado presentado en la Tabla 22.

Tabla 22. Capacidad de Producción del buque FLNG.

Producción Nominal (LNG)	Equivalente (GN)[13] (GN "Average" TGS)
2,78 MTPA	10,147 x 10^6 m^3/ día

Al presente no se tiene otra información respecto a la capacidad de producción proveniente del equipo de ingeniería de FLNG. Se debe contemplar que se podrían requerir cálculos adicionales durante la etapa FEED.

En conclusión, para la presente etapa de desarrollo de la Ingeniería Preliminar se adoptará el valor de producción indicado en m^3/día en la Tabla 22.

[11] Fuente: https://natural-resources.canada.ca/energy/international/nacei/18057

[12] Equivalencia de volumen 1 cfd = 0.0283168466 m3

[13] Máxima producción según composición (cálculo de SOUTHERN ENERGY gas natural recibido de 9439 kcal/m^3 de PCS)

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
164
FOLIO N°

8.4 CAUDAL DE DISEÑO

Dada la precisión de un cálculo hidráulico preliminar se propone fijar como **Caudal de Diseño Q_D** para ambos tramos – onshore y offshore- en esta etapa:

Q_D = 12.000.000 Sm^3/día

El volumen por procesar (descontado el autoconsumo y los consumos propios) se encuadra dentro del rango de volúmenes de producción de la FLNG, de modo que se considera adecuado para elaborar el informe de Estudio Hidráulica Preliminar de la Etapa 1.

Con este caudal de diseño (i) para la presión nominal de entrega de TGS (70 kgf/cm^2 g) y de ingreso al proceso FLNG (60 barg) fijada por SOUTHERN ENERGY S.A, se determinará los diámetros de los ductos onshore y offshore; (ii) con esos diámetros así determinados se verificará para una presión de entrega de TGS (60 kgf/cm^2 g), cual es el máximo caudal a procesar si la presión de llegada se fija no inferior a 50 barg; entre otras tantas alternativas.

8.4.1 Análisis Volúmenes y Consumos

El caudal nominal disponible informado por TGS en su documento "Condiciones en el Punto de Interconexión" es de 12 x 10^6 Sm^3/día, de 9.490 kcal/Sm^3 de PCS.

Por otra parte, los requerimientos de alimentación de la FLNG se indican en 10,48 a 11,33 Sm^3/día (equivalentes a 370 a 400 mmscfd).

Tabla 23. Resumen de caudales contemplados.

Concepto	Dato	Observaciones
Requerimientos de FLNG	10,48 x10^6 Sm^3/día	Promedio (370 mmscfd)
	11,33 x10^6 Sm^3/día	Máximo (400 mmscfd)
Producción Calculada	10,147 x10^6 Sm^3/día	s/composición "average" TGS
Autoconsumo FLNG (4 trenes PRICO)	1,13 x10^6 Sm^3/día	Estimado 10%
Producción Calc.+ Autoconsumo	11,274 x10^6 Sm^3/día	Caudal comprendido entre los límites del proceso en la FLNG
Margen de Calculo	0,56 x10^6 Sm^3/día	Eficiencia formula 0.95
Caudal total por inyectar en cabecera	11,835 x10^6 Sm^3/día	Caudal comprendido dentro del nominal de TGS
Caudal nominal TGS	12 x10^6 Sm^3/día	PCS ≈ 9.490 kcal/m^3

8.4.2 Análisis de la Producción FLNG

La planilla exhibida considera el rendimiento del proceso. Se puede estimar que para una planta de producción de 1 Mtpa, podemos tener un consumo en compresores de los ciclos de refrigeración del orden de los 300 a 400 KWh por Tn GNL, eso se traduce en una planta de generación eléctrica de unos 50 MW generando a partir de gas natural, por lo que en consumo de compresores podemos tener un 6 a 7% de la corriente de gas, si a eso le sumamos algunas perdidas en los intercambiadores podemos aproximarlo con un 10% en pérdidas/consumos energéticos.

Generalmente, el estándar es considerar un 10% de consumo de la corriente de gas como consumo energético de los ciclos de refrigeración en plantas de ~ 1 a 1.5 MTPA. En plantas más grandes podría mejorar unos puntos. No obstante, dado que la FLNG HILLI EPISEYO funciona mediante 4 trenes de licuación de aproximadamente 0,6 MTPA cada uno se ha mantenido un 10-11% como autoconsumo del proceso de la FLNG (*retainage*).

Fuente: ISO 6976:2016 (Molecular Weight, Calorific Values, etc.)

Componente	Formula Quimica	% Fraccion Molar	Peso molar [Mi] [Kg/Kmol]	Volumen molar [Vi] [m3/Kmol]	Poder Calorifico Superior [MJ/Kmol]	Poder Calorifico Superior [MJ/kg]
Methane	CH_4	91,568%	16,0425	0,038189	891,51	55,572
Ethane	C_2H_6	4,137%	30,0690	0,047968	1562,14	51,952
Propane	C_3H_8	1,318%	44,0956	0,062524	2221,10	50,370
Isobutane	iC_4H_{10}	0,319%	58,1222	0,078382	2870,58	49,389
n-Butane	nC_4H_{10}	0,364%	58,1222	0,076904	2879,76	49,547
Isopentane	iC_5H_{12}	0,087%	72,1488	0,091754	3531,68	48,950
n-Pentane	nC_5H_{12}	0,072%	72,1488	0,091615	3538,60	49,046
n-Hexane	nC_6H_{14}	0,042%	86,1754	0,104924	4198,47	48,720
n-Heptane	nC_7H_{16}	0,015%	100,205	0,145600	4483,97	44,748
n-Octane	nC_8H_{18}	0,003%	114,232	0,161600	5470,91	47,893
Carbon Dioxi	CO_2	0,537%	44,0095	0,053550	0,00	0,00
Nitrogen	N_2	1,539%	28,0134	0,047225	0,00	0,000
		100%	17,749	0,0395	31648,72	496,186

Gas Ideal — *ISO 13443*

Atom	MR
C	12,011
H	1,008
S	32,065
O	15,999
N	14,007

PV=nRT	unit		Condicion Normal		Condicion Estandar	
P	Pa		P [Pa]	101325	P [Pa]	101325
T	K		P [atm]	1	P [atm]	1
V	m3		T [°K]	273,15	T [°K]	288,15
n	m/MR		T [°C]	0	T [°C]	15
R	Pa*m3/mol*K	8,314 J / Kmol				

$V = (m * R * T) / (MR * P)$

m^3 35,31467 ft^3

Convert desde:	Unidad	Input	output	
Masa	TN metricas x año	2.780.000	139.160.482	MMBtu
			139	TBtu
			6.192.929	m3 GNL
			3.510.727.504	Nm^3
			3.703.518.691	Sm^3

9,618	MM Nm^3/dia
10,147	MM Sm^3/dia
339,7	MM Nft^3/dia
358,3	MM Sft^3/dia

Feed gas consumidopara generación electrica (Compresores) 10%

Feedgas planta licuefacción	**377,4**	MM Nft^3/dia
	398,1	MM Sft^3/dia
Feedgas planta licuefacción	**10,687**	MM Nm^3/dia
	11,274	MM Sm^3/dia
Consumos PAE	0,000793	MM Sm^3/dia
Consumo Total	**11,275**	MM Sm^3/dia

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
165
FOLIO N°

8.5 MANTEMIENTO DE LAS INSTALACIONES ON-SHORE

El ducto permitirá el transporte de gas entre la Planta Compresora San Antonio Oeste (TGS) y el buque FLNG. Paralela a la traza terrestre se construirá una servidumbre de 15 m de ancho a fines de garantizar un acceso adecuado para el mantenimiento y las operaciones de inspección del ducto, las trampas scraper, las estaciones de venteo, válvulas y juntas, así como una zona de seguridad alrededor de la tubería.

Las etapas de operación y monitoreo se realizarán en conformidad con la norma NAG-100. Se debe aplicar lo establecido por el Manual de Procedimientos Ambientales y el Plan de Gestión Ambiental correspondiente.

8.5.1 Funcionamiento de la Cabecera del Gasoducto

El funcionamiento de la cabecera en épocas operacionales de la planta FLNG requerirá el control esporádico del sistema de medición y del cromatógrafo; así como del sistema de separación y filtrado del gas natural recibido de TGS.

Las instalaciones para el personal serán mínimas suponiendo una presencia continua de vigilancia y una esporádica de personal operativo de SOUTHERN ENERGY.

8.6 SOPORTE LOGÍSTICO DE LA FLNG

El centro de soporte logístico del proyecto se instalará en el Puerto San Antonio Este. Esta ubicación responde a que éste será el puerto logístico del proyecto, desde donde se abastecerá y dará asistencia a la FLNG y los buques metaneros.

Esto incluye las actividades de transporte y transferencia de suministros y personal. También, se descargarán los residuos y efluentes generados abordo para darle un tratamiento acorde según lo indica la normativa.

Respecto al despacho de GNL, se deberá dar autorización a los buques metaneros y remolcadores que ingresen al área de exclusión de la FLNG, así como monitorear la operación de descarga. Además, se brindará asistencia y coordinación ante eventuales contingencias o situaciones de emergencia.

Desde esta base también se encomendarán las tareas de mantenimiento y monitoreo de las instalaciones on-shore.

La operación de la válvula de interconexión entre la Planta Compresora San Antonio Oeste (PC SAO) y la Cabecera del gasoducto, deberá estar relacionada con la lógica operativa de la PC SAO que se menciona arriba. Cualquier circunstancia fortuita que afecte la operación normal de la PC SAO durante el abastecimiento del gas natural al FLNG, tendrá su correlato en las operaciones de licuefacción.

Viceversa, los modos operativos de la FLNG y su tanquero asociado tendrán que estar unificados con la lógica de la PC SAO y del centro de soporte logístico para actuar en situaciones normales o imprevistas de la operación de licuefacción, almacenamiento del LNG y su trasvase al tanquero, por ejemplo, ante situaciones climáticas sobrevinientes que superen las capacidades de permanencia de la FLNG y/o su tanquero.

El centro logístico utilizará los servicios del puerto para la gestión de residuos, efluentes y abastecimiento energético.

8.7 PERSONAL

El funcionamiento del Centro de Soporte Logístico del proyecto requerirá el control continuo de las operaciones y la coordinación entre TGS y la FLNG. Para ello, se deberían organizar turnos según un formato tipo *Roster* en turnos de por ejemplo, 10 días de labor x 10 días de descanso; manteniendo un esquema de 12 horas diarias de labor para c/uno (2 operadores). La rotación entre horarios diurnos y nocturnos del personal se producirán en correspondencia con los *Roster*.

El personal del Centro de Soporte Logístico durante los periodos operativos de la FLNG se conformará por:

- Representante Técnico.
- Operadores del despacho: dos (2) por turno, ambos con residencia transitoria durante el turno. Jornada laboral de 12 horas.
- Oficial Mecánico: uno (1) trabajo diurno, residencia transitoria durante el turno. Jornada laboral de 8 horas y guardia pasiva el resto de las horas.
- Oficial Electricidad/Instrumentación: uno (1) trabajo diurno residencia transitoria durante el turno. Jornada laboral de 8 horas y guardia pasiva el resto de las horas.
- Asistente de Administrativo: tareas de apoyo administrativo.
- Asistente de Limpieza y Logística Domestica: consumibles de sala de refrigerio, dormís, vestuarios, baños, organización de viandas, etc.
- Vigiladores: para vigilancia permanente, diurna y nocturna los 365 días al año.

En épocas de suspensión de las operaciones de licuefacción, el personal presente en el Centro de Soporte Logístico se reducirá adecuadamente.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
166
FOLIO N°

9. CIERRE Y ABANDONO

El cierre de las instalaciones se realizará conforme a la norma NAG-153 punto 4.6 donde se establecen los lineamientos y procedimientos para el Plan de Abandono o Retiro de las Instalaciones On-Shore. Este plan tiene como objetivo adoptar la opción técnica más conveniente ambientalmente para mitigar los efectos ambientales negativos que se pudiesen generar por retiro/cierre del sistema. Se incluyen las siguientes etapas:

1) Auditoría inicial para conocer y definir la situación ambiental de las instalaciones
2) Ejecución de las tareas de cierre/abandono del gasoducto e instalaciones complementarias siguiendo lo relevado en la Auditoría Inicial y lo dispuesto en el Manual de Procedimientos Ambientales
3) Auditoría Ambiental Final y Auditorías Periódicas a fines de relevar y documentar aspectos posteriores al cierre y, si fuese necesario, realizar nuevas recomendaciones y definir la frecuencia de las inspecciones

Se debe mantener un registro con el detalle de todas las instalaciones y cañerías alcanzadas, así como de los procedimientos de adecuación ambiental realizados.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLI
167
FOLIO N°

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 5: Definición del Área Operativa, el Área de Estudio y las Áreas de Influencia

Octubre 2024

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
168
FOLIO N°

CAPÍTULO 5: DEFINICIÓN DEL ÁREA OPERATIVA, EL ÁREA DE ESTUDIO Y LAS ÁREAS DE INFLUENCIA

ÍNDICE

1. ÁREA DE ESTUDIO **3**

2. ÁREA OPERATIVA DEL PROYECTO **6**

3. ÁREAS DE INFLUENCIA DEL PROYECTO **7**

3.1 ÁREAS DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE NATURAL **7**

3.1.1 Área de Influencia Natural Directa (AIND) 7

3.1.2 Área de Influencia Natural Indirecta (AINI) 13

3.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE ANTRÓPICO **22**

3.2.1 Área de Influencia Social Directa (AISD) 22

3.2.2 Área de Influencia Social Indirecta (AISI) 23

1. ÁREA DE ESTUDIO

El Proyecto FLNG Golfo San Matías abarca instalaciones on shore y off shore:

- Instalaciones *on shore*:
  - Cabecera de gasoducto: instalación desde donde se deriva el gas natural proveniente del gasoducto General San Martin al sistema.
  - Gasoducto tramo terrestre: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la Cabecera hasta un punto sobre la costa (Tie-In). Incluye trampas de scraper y válvulas de bloqueo en ambos extremos.
- Instalaciones *off shore*:
  - Gasoducto tramo submarino: ducto a través del cual se transporta el gas natural desde la costa hasta el dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG.
  - Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG: dispositivo a instalarse en el lecho submarino a -35 mLAT[1] de profundidad.
  - FLNG: unidad flotante de licuefacción donde, a partir del gas natural que llega por el gasoducto, se produce el GNL y se despachan los buques metaneros para su transporte.

El proyecto emplazará en la provincia de Río Negro, a 35 km al sur de la localidad de Las Grutas. La FLNG se ubicará en las aguas del Golfo San Matías a 4,5-7 km de la costa. Por su parte, el Centro de Soporte Logístico del proyecto se ubicará en el Puerto San Antonio Este.

[1] mLAT: Profundidad en metros en condición de Marea Astronómica más Baja.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
169
FOLIO N°

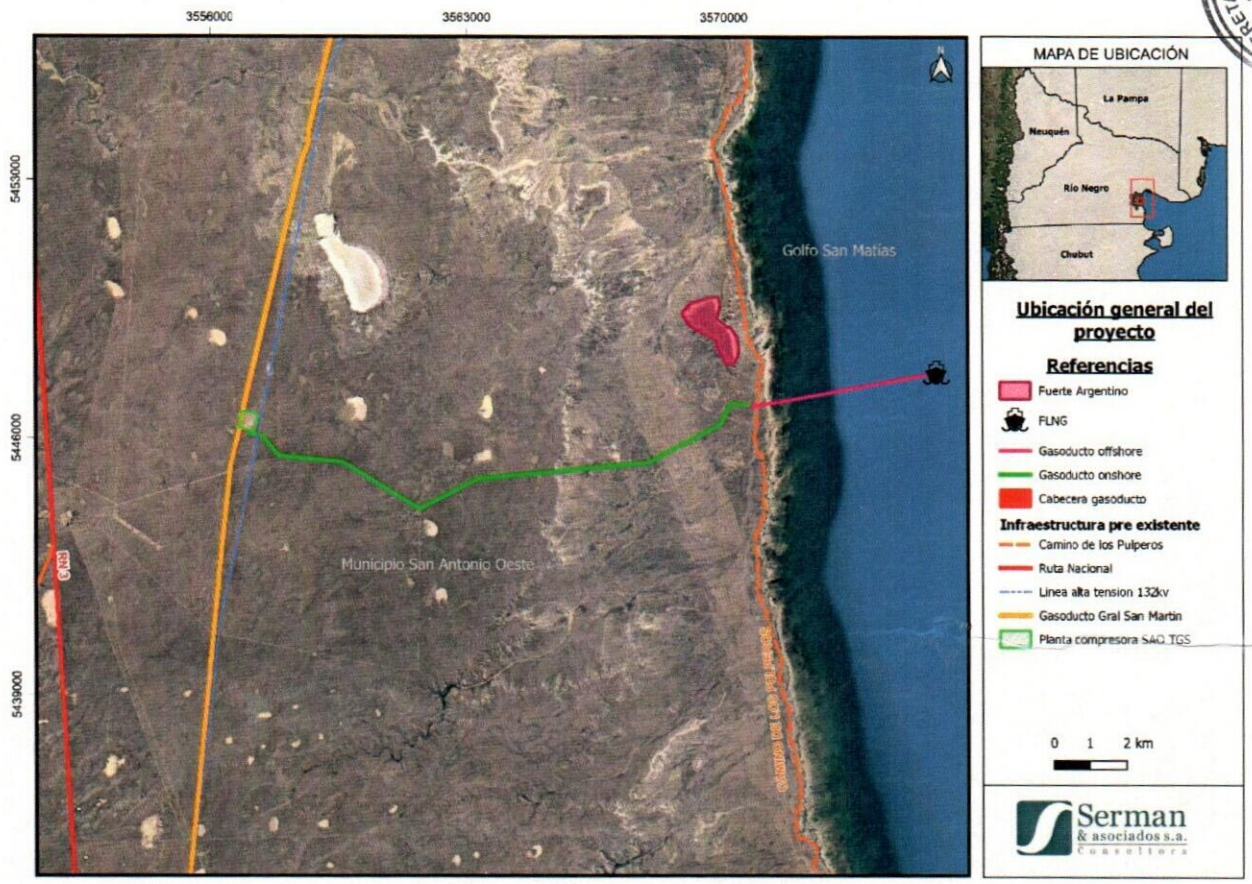


Figura 1. Ubicación del Proyecto PAE FLNG. Fuente: Elaboración Propia.

En una primera instancia, se definió un **Área de Estudio** donde focalizar los estudios de línea de base. Para la delimitación de esta AE fueron considerados los siguientes criterios:

- Ubicación de todos los componentes del proyecto: instalaciones on shore e instalaciones off shore.
- Puerto de apoyo de las operaciones logísticas: Puerto San Antonio Este.
- La presencia de áreas sensibles que pudieran ser influidas por el proyecto o que albergan especies que pudieran verse influidas por el mismo: ANP Bahía San Antonio, ANP Caleta Los Loros y PN Complejo Islote Lobos.
- La presencia de actividades pesqueras.
- Posibles rutas de navegación de los buques metaneros.
- Accesos terrestres al terreno.
- Localidades más cercanas: San Antonio Oeste, San Antonio Este, Las Grutas y Sierra Grande.

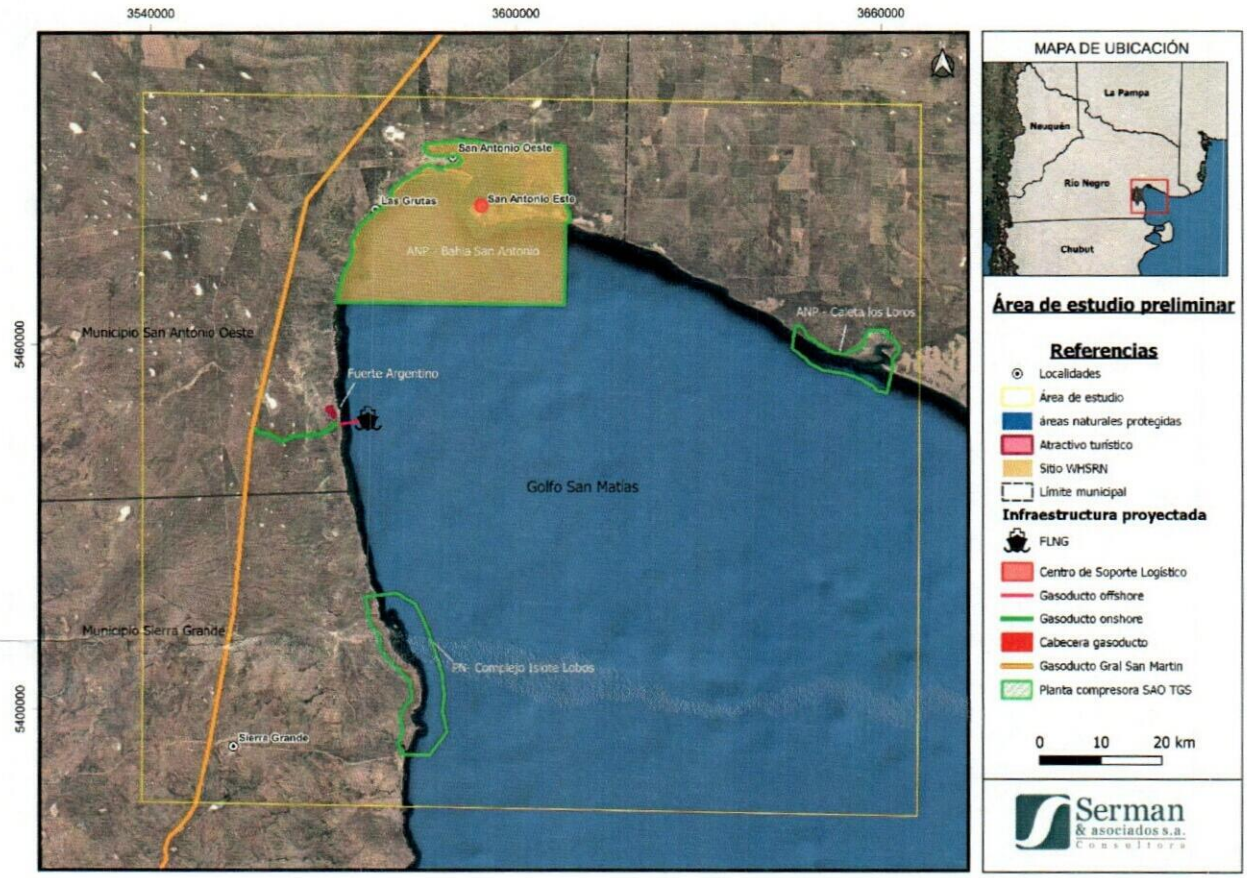


Figura 2. Proyecto FLNG GSM. Área de Estudio (AE) definida para los estudios de línea de base. Fuente: Elaboración Propia.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 120

2. ÁREA OPERATIVA DEL PROYECTO

El Área Operativa (AO) de un proyecto comprende los espacios físicos donde se ubican las obras y las instalaciones vinculadas al proyecto, así como los espacios físicos donde se llevan a cabo actividades o tareas vinculadas al proyecto.

En el caso del Proyecto FLNG GSM el AO) comprende:

- Las instalaciones propias del proyecto:
  - Instalaciones on shore: la Cabecera de gasoducto; y el Gasoducto tramo terrestre.
  - Instalaciones off shore: el Gasoducto tramo submarino; el Dispositivo de amarre y abastecimiento de la FLNG; y la FLNG.
- Las instalaciones vinculadas al proyecto (donde se llevan a cabo actividades o tareas propias del proyecto), aunque no sean instalaciones propias del proyecto:
  - Planta Compresora San Antonio Oeste (TGS).
  - Puerto San Antonio Este.
- Los espacios físicos donde se llevan a cabo actividades o tareas propias del proyecto:
  - Camino de servidumbre del Gasoducto tramo terrestre.
  - Área de exclusión del Gasoducto tramo submarino.
  - Área de exclusión del buque FLNG en el Golf San Matias.
- Las rutas de acceso terrestres y marinas por donde se desplazan los vehículos y las embarcaciones vinculadas al proyecto:
  - El camino de acceso a la Cabecera de gasoducto desde Ruta Nacional 3.
  - La ruta marítima entre la ubicación de la FLNG y el puerto de apoyo (Puerto San Antonio Este).
  - La posible ruta marítima de los buques metaneros al ingresar al Golfo San Matías en dirección a la ubicación de la FLNG.

3. ÁREAS DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Se define como área de influencia de un proyecto a la zona sobre la que será posible medir impactos derivados de las acciones que proponga el mismo. Según sea el tipo de impacto, directo o indirecto, el área podrá ser de influencia directa (AID) o indirecta (AII). La "Guía para la elaboración de estudios de impacto ambiental" de la entonces Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (SAyDS, 2019) define al Área de Influencia Directa (AID) como "*la máxima área envolvente del proyecto y sus instalaciones asociadas, dentro de la cual se pueden predecir con una razonable (fundamentada) confianza y exactitud los impactos ambientales directos sobre los receptores sensibles identificados en el área de estudio*"; y al Área de Influencia Indirecta (AII) como "*el área dentro de la cual se prevén impactos indirectos vinculados a impactos directos del proyecto, y cuyos efectos se podrían superponer o acumular con efectos ambientales de otros proyectos pasados, presentes o futuros*".

Dado que la manifestación de los impactos ambientales de una actividad, obra o proyecto puede variar de un componente a otro y de una actividad a otra, resulta factible que, en el proceso de identificación y delimitación del área de influencia de dicho proyecto, se establezcan áreas de influencia por componente, grupo de componentes o medio, que luego se adicionan para definir el área de influencia del proyecto. De este modo, la delimitación del área de influencia puede considerar uno o varios polígonos.

3.1 ÁREAS DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE NATURAL

3.1.1 Área de Influencia Natural Directa (AIND)

El AISD es la escala territorial natural donde se podrían generar las afectaciones directas de las obras y acciones propuestas sobre los factores físicos y bióticos del ambiente.

Para la delimitación del **área de influencia directa del componente natural** se utiliza los lineamientos establecidos por la Norma NAG-153 para la definir el Área de Influencia Directa de proyectos de gasoductos y se consideran los resultados de las modelaciones y estudios especiales que se llevaron a cabo en el marco del presente estudio para la valoración de los potenciales impactos directos sobre factores físicos y bióticos.

Así, en el **ámbito terrestre**, más allá del AID definida por la Norma NAG-153 para el gasoducto, se recurrió a los resultados del estudio de propagación acústica aérea del ruido generado durante las tareas constructivas del gasoducto y la Cabecera, considerando la potencial afectación fisiológica de los animales.

En el **ámbito costero-marino**, más allá del AID definida por la Norma NAG-153 para el gasoducto, se recurrió a los resultados de la modelación de la propagación submarina del ruido generado por los buques en movimiento (potencial afectación fisiológica de los organismos marinos producto de la contaminación sonora); y los resultados de la modelación de la descarga de la pluma térmica desde el buque FLNG (potencial afectación sobre la calidad del agua).

AID Gasoducto

La Norma NAG-153 estable la forma en que se debe definir el Área de Influencia Directa (AID) para el tendido de un gasoducto. Según la mencionada norma, el AID queda definida por un área cuya longitud es igual a la longitud de la cañería proyectada, mientras que su ancho será igual al máximo permitido de la picada o pista, el cual se define según la Tabla 1, multiplicado por un factor de corrección "C".

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
171
FOLIO N°

Tabla 1. Anchos máximos permitidos de zonas de trabajo. Fuente: NAG 153.

Diámetro de la Cañería (en pulgadas)	Ancho (en metros)			
	Área de Desechos	Zanja	Área de Trabajo	Máximo Ancho Permitido (A)
ø < 6"	2	0,50	7	9,50
6" < ø < 14"	2,10	0,70	8,20	11
14" < ø < 22"	2,80	0,90	9,30	13
22 < ø <30"	3,40	1,10	10,50	15
> 30"	3,60	1,40	11	16

De esta forma el AID queda definida como:

AID = L x A x C

Siendo:

L: la longitud del gasoducto o ramal proyectado

A: el ancho máximo permitido de la picada establecido en la Tabla 1

C: un factor de corrección para estimar el ancho del área donde es posible la ocurrencia de impactos directos (cuya estimación mínima es 6)

Un valor de C = 6 representa una estimación de mínima para delimitar el ancho del AID. Por este motivo, y teniendo en cuenta que la probabilidad de ocurrencia de impactos directos disminuye con la distancia a la picada, el valor definitivo del factor "C" deberá ser asignado y justificado por el equipo técnico ambiental, teniendo en cuenta las características ambientales del área de estudio y las recomendaciones de la bibliografía especializada.

En este sentido, para el tramo terrestre del gasoducto se adopta un ancho de picada de 16 metros de ancho y un factor de corrección C = 6, estableciéndose un AID de 144 hectáreas entorno a la traza del gasoducto (14-15 km).

Tabla 2. Cálculo de Área de Influencia Directa para el tramo terrestre del gasoducto. Fuente: Norma NAG-153.

Diámetro de la Cañería en pulgadas	Largo (L) en metros	Ancho Máximo de Picada (A) en metros	C (mínimo)	AID Mínima en hectáreas
> 30"	15.000	16	6	144

De acuerdo a la Norma NAG-153, cuando se trate de gasoductos o ramales sobre áreas costeras o cursos de agua superficiales u otros cuerpos receptores, la asignación del valor "C" debe ser justificado por el equipo técnico, luego de llevar a cabo la estimación del transporte y difusión de la pluma contaminante probable.

En este sentido, dada las técnicas constructivas previstas en el ámbito costero-marino y el criterio profesional, se adopta un AID máxima de 7500 hectáreas entorno a la traza del gasoducto (4,5-7 km).

Impacto acústico (propagación acústica aérea)

El grado de afectación de los distintos organismos terrestres a los ruidos generados durante el tendido del gasoducto dependerá de la sensibilidad de estos organismos a los distintos niveles de ruido, así como su capacidad de alejarse de la fuente. Niveles de ruido elevados pueden impactar en la fauna, afectando su salud, actividad y capacidad reproductiva.

Los efectos sobre la fauna pueden ser tanto primarios como secundarios (EPA, 1980). Los primeros incluyen los efectos físicos generados en un organismo, como estrés fisiológico y afectación de la audición, mientras que los secundarios refieren a cambios en las funciones y el comportamiento como la alteración de la actividad reproductiva o alimentaria.

Las aves se encuentran dentro de los grupos más sensibles al ruido. En este sentido, cabe destacar La EPA (1971) indica que se requiere una exposición de al menos 40 días con niveles por sobre los 95 dB(A) medidos en el oído de ciertas aves para producir efectos permanentes en el aparato auditivo de éstas. Por otro lado, niveles sobre los 85 dB(A) podrían producir trastornos en el comportamiento de las aves, como por ejemplo migraciones hacia sectores con menos ruido.

Estudios más actuales reportan cambios en frecuencia de vocalizaciones (cambio conductual) a partir de los 60 dB (A) (Dooling et al., 2007) y disminución del éxito reproductivo con un umbral de 58 dB (A) (Shannon et al., 2015.). Dooling et al. (2007) también señalan el desplazamiento temporal del umbral auditivo por impulsos múltiples como la actividad constructiva a valores de 93 dB (A).

A fines de adoptar un enfoque conservador, se establece el valor de 58 dB(A) como el nivel de inmisión ante el cual pueden esperarse afectaciones conductuales sobre la avifauna y 93 dB(A) para afectación física.

En el Estudio de Impacto Acústico Aéreo (Capítulo 7: Anexo 2) se toman estos umbrales de afectación y se calcula la distancia en la cual se alcanzan estos valores.

Tabla 3. Distancias de afectación para las aves.

Fuente de Emisión	Potencia Sonora dB (A)	Umbral de afectación comportamental	Umbral de afectación física
Tendido del gasoducto	118	279 m	5 m
Operación de obradores	100	35 m	-

El ruido producido por la operación de cada obrador, con un nivel de emisión estimado de 100 dB(A), dejaría de afectar a aves a una distancia de 35 metros de la fuente. Por otro lado, el grado de afectación por las operaciones de tendido (en torno a los 118 dB) es mayor, extendiéndose los impactos hasta una distancia 279 metros desde la pista de gasoducto. Y esta distancia disminuye a 5 metros si se consideran afectaciones de carácter físico, como puede ser el desplazamiento temporal del umbral auditivo.

Propagación acústica submarina

En el Anexo 3: Estudio de Impacto Acústico Subacuático, se analiza el ruido subacuático generado por las embarcaciones que operarán alrededor del buque FLNG.

Se ha modelado la pérdida por transmisión del sonido generado en simultáneo por los propulsores de un buque metanero, dos remolcadores principales, un remolcador secundario y una lancha de transporte, con un criterio sumamente conservativo. Si bien las fuentes se encontrarán evolucionando en diferentes posiciones, por practicidad se las ha considerado como concentradas en un punto, lo cual también resulta conservativo.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
172
FOLIO N°

Se estima el espectro de emisión en diferentes frecuencias, se evalúa la pérdida de intensidad acústica por transmisión del sonido en el medio acuático, y se compara la presión sonora pico con los umbrales que pueden generar afectaciones en diferentes especies de mamíferos marinos, tortugas marinas y peces.

Así, se definen los valores de sonidos pulsados a partir de los cuales se pueden verificar situaciones de impacto auditivo por corrimiento temporario (TTS) o permanente (PTS) de los umbrales auditivos. SPL pK (también denominado SPL*peak* o SPL*pico*) es el criterio de exposición mínima para las lesiones en los mamíferos, nivel en el que se estima que una sola exposición causa el corrimiento de los umbrales auditivos, y SELcum se refiere a la energía sonora que se acumula durante un periodo de tiempo para un receptor con exposiciones múltiples.

Los valores de SPL*pico* para inicio de TTS son todos superiores a 196 dB re 1µPa @1m, mientras que el máximo valor de SPL calculado a 1 metro teórico de distancia de la fuente (asumiendo que todas las embarcaciones emiten en el mismo punto) resultó ser igual a 180,9 dB re 1µPa @1m, cayendo a 132 dB re 1µPa @1m a 10 km de distancia, tal como se puede apreciar en la Figura 3. Por lo tanto, no se alcanza ninguno de los criterios de SPL*pico* para PTS o TTS.

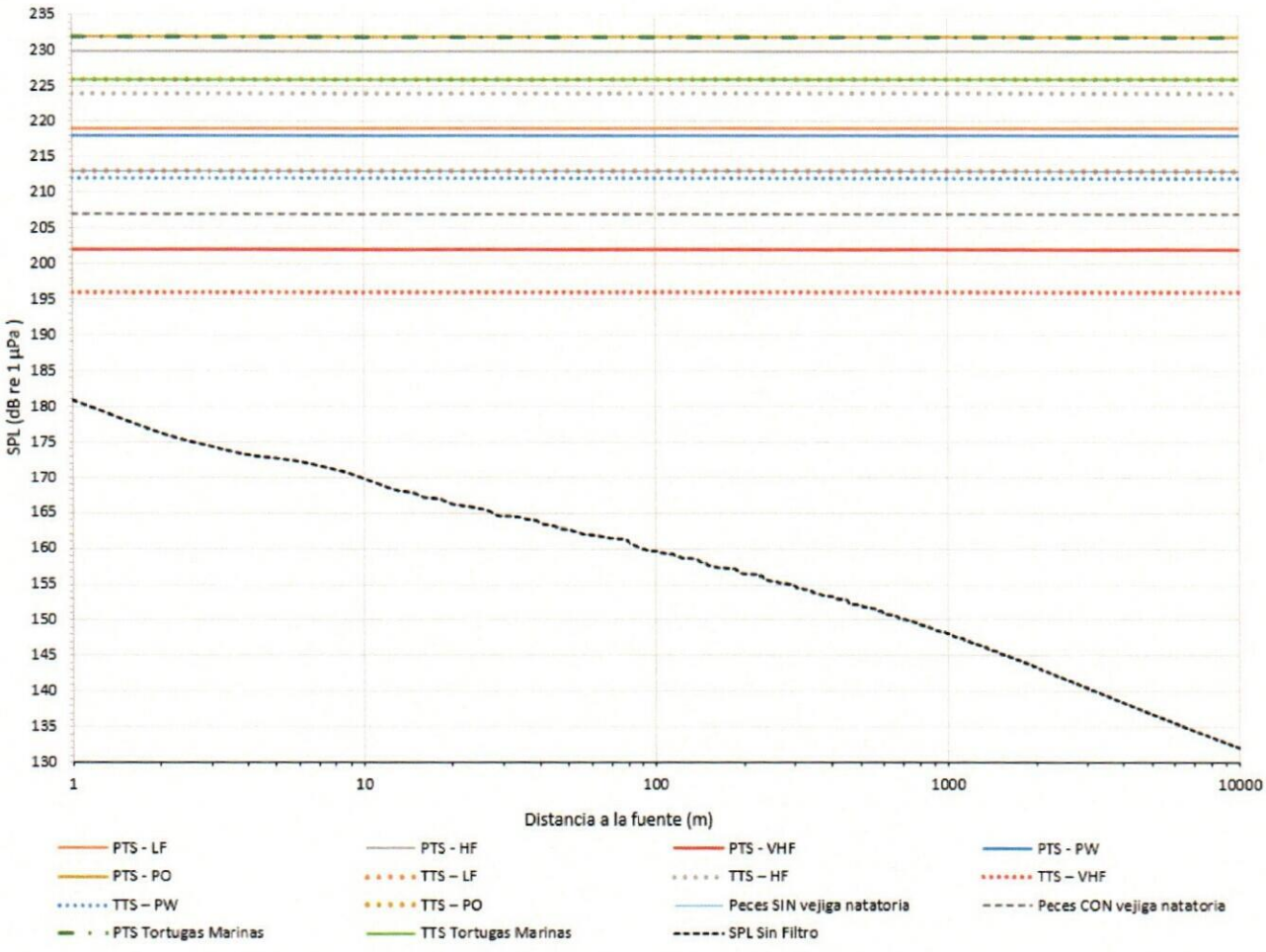


Figura 3. SPL Transmitido sin Filtro auditivo comparado con los Umbrales de PTS y TTS correspondientes a Sonidos No Pulsados para los distintos grupos auditivos.

Con respecto al SELcum (nivel acumulado de exposición al sonido), se analizó a que distancia teórica de la fuente deberían encontrarse los animales al "principio" de la emisión conjunta del sonido para que no se produzca PTS o TTS si permanecieran estáticos sin alejarse de la fuente del ruido.

Los resultados muestran que bajo esa hipótesis y considerando distancias de para distancias de la fuente iguales a 50 metros para mamíferos, 10 metros para tortugas y 40 metros para peces, solamente se produciría TTS para mamíferos marinos de baja frecuencia auditiva (LF).

La hipótesis más razonable de que estos animales al verse perturbados se alejarán de la fuente, permitiría evitar el TTS LF alcanzando un SELcum igual a 178,5 dB re 1 uPa^2 s (inferior al umbral de 179 dB re 1 uPa^2 s) si la velocidad de alejamiento fuera igual a 0,10 m/s.

En cambio, un mamífero marino del tipo LF (Cetáceos de frecuencias bajas) que se encontrara a 1,3 km de la "fuente" de ruido y permaneciera estático en ese sitio sin alejarse, no alcanzaría a recibir un valor de SELcum superior al correspondiente a TTS LF.

En una hipotética situación de cercanía extrema de un mamífero marino del tipo LF que se mantuviera a 20 metros o más de la fuente "puntual" concentrada simulada, sin alejarse de la misma durante las 24 horas, alcanzaría un SELcum igual a 198,9 dB re 1 uPa^2 s (inferior al umbral de PTS LF igual a 199 dB re 1 uPa^2 s).

Comportamiento de la pluma térmica

Para la modelación del comportamiento de la descarga de la pluma térmica proveniente de la FLNG (Capítulo 7: Anexo 5: Modelación de la Descarga de la Pluma Térmica) se adoptó una diferencia de 0,25°C como umbral mínimo para representar las diferencias en la temperatura en el agua. No obstante, por debajo del 1°C se considera que el efecto del gradiente térmico generado sobre la calidad del agua es comparable con la variabilidad natural.

Se computaron las distancias máximas desde la descarga a la que se obtuvieron diferencias de 0,25, 1, 2 y 3°C entre la condición natural y la condición con descarga térmica. En la Tabla 4 se muestran las distancias para la superficie (en el plano donde se define el AID).

Tabla 4. Distancia máxima horizontal al buque a la que se obtuvieron diferencias de 0,25, 1, 2 y 3°C en la superficie.

Escenario			Distancia Máxima Horizontal al Buque (km)			
Estación del Año	Dirección del Viento	Nomenclatura	0,25 °C	1°C	2°C	3°C
Verano	Calma	EV-C	3	1,1	0,2	0,05
	Norte	EV-N	2,3	0,5	0,1	-
	Noreste	EV-NE	3	0,8	0,3	-
	Este	EV-E	3,7	1,7	0,5	-
	Sureste	EV-SE	2,3	0,7	0,3	-
	Sur	EV-S	2,4	1,2	-	-
	Suroeste	EV-SO	2,4	1,3	-	-
	Noroeste	EV-NO	2,5	0,5	-	-
Invierno	Calma	EI-C	4,5 (costa)	1,8	0,1	0,02
	Este	EI-E	4,5 (costa)	1	0,3	-
	Sureste	EI-SE	2,5	0,5	0,05	-
	Sur	EI-S	2,3	0,3	-	-
	Suroeste	EI-SO	2,5	1,1	0,05	-

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
173
FOLIO N°

Definición del AIND

Tabla 5. Descripción de Área de Influencia Natural Directa.

Ambiente	Indicadores de afectación	Observaciones
Terrestre	AID Gasoducto (NAG-153)	▪ 100 m a cada lado de la traza del gasoducto terrestre y los límites del predio de la Cabecera
	Propagación acústica aérea: potencial impacto acústico con efectos fisiológicos	▪ 5 m a cada lado de la traza del gasoducto terrestre y los límites del predio de la Cabecera
Costero-Marino	AID Gasoducto (NAG-153)	▪ 500 m a cada lado de la traza del gasoducto submarino y 1 km entorno al SPM de la FLNG
	Propagación acústica submarina: potencial impacto acústico con efectos fisiológicos	▪ 1,3 km entorno al SPM de la FLNG
	Comportamiento de la pluma térmica: potencial afectación de la calidad del agua	▪ 2 km entorno al SPM de la FLNG

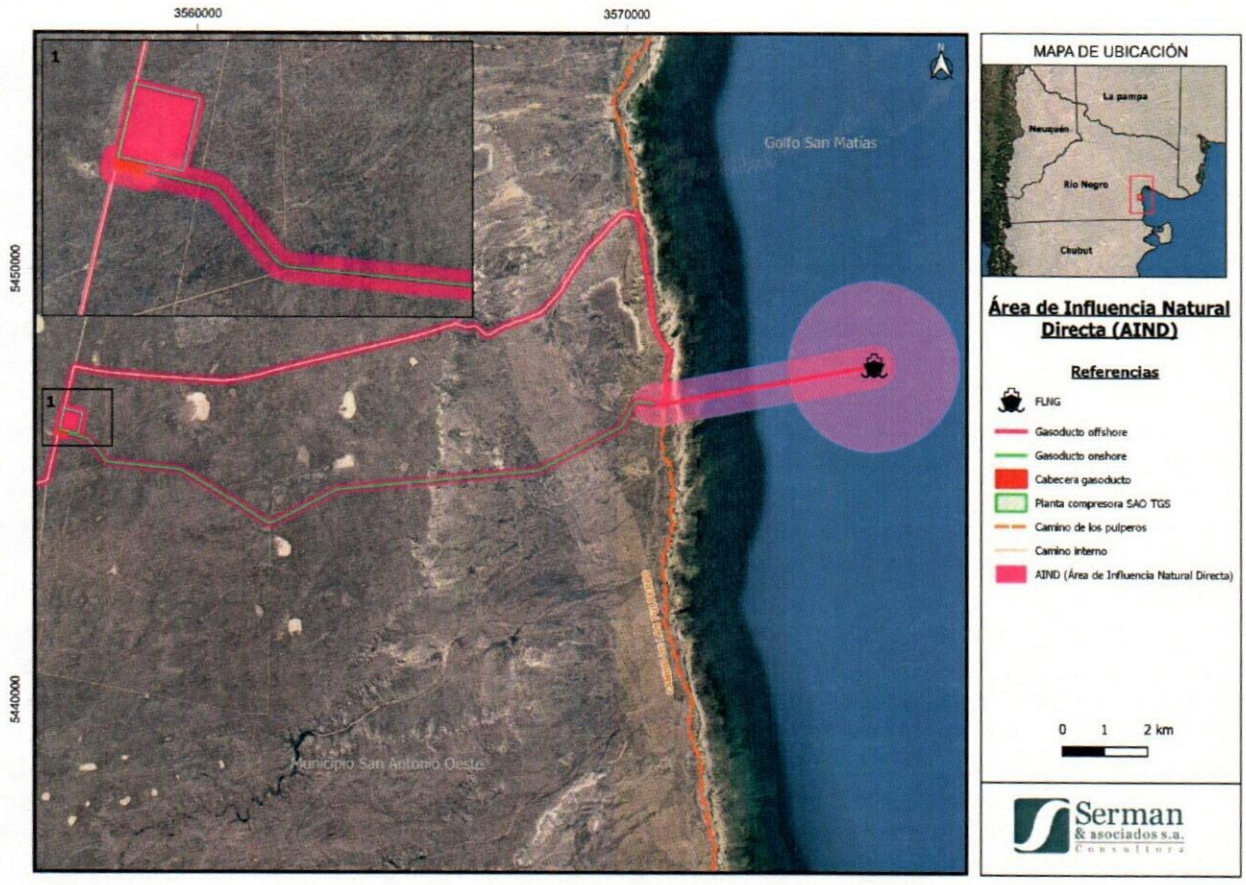


Figura 4. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Natural Directa (AIND). Fuente: elaboración propia.

3.1.2 Área de Influencia Natural Indirecta (AINI)

El AISI es la escala territorial natural donde se podrían generar las afectaciones indirectas de las obras y acciones propuestas sobre los factores físicos y bióticos del ambiente.

Para la delimitación del **área de influencia indirecta del componente natural** se consideran los impactos vinculados a efectos sobre el comportamiento de los organismos y los resultados de las modelaciones de potenciales contingencias que podrían desencadenarse durante la ejecución del proyecto.

En el **ámbito terrestre**, se recurrió a los resultados del estudio de propagación acústica aérea del ruido generado durante las tareas constructivas del gasoducto y la Cabecera, considerando la potencial afectación comportamental de los animales; y el análisis de la extensión de un potencial incendio producto de una fuga de gas.

En el **ámbito costero-marino** se recurrió a los resultados de la modelación de la propagación submarina del ruido generado por los buques en movimiento (potencial afectación comportamental de los organismos marinos producto de la contaminación sonora); los resultados de la modelación de un derrame de hidrocarburos durante la provisión de la FLNG (potencial afectación sobre la calidad del agua); y el análisis del alcance de un potencial incendio producto de una fuga de GNL.

Incendio (fuga de gas)

Una fuga de gas desde el gasoducto poder provocar un incendio. El peor escenario se presenta cuando las rupturas son graves y se pueden generar cráteres en el suelo. Según Ramírez-Camacho (2019), la formación de un cráter puede ser causada por la ruptura abrupta y catastrófica de una tubería de alta presión producida por un fallo en la línea (por ejemplo, un fallo mecánico) o por la ignición explosiva del gas acumulado que se escapa de un pequeño orificio en la pared de la tubería (una grieta en la soldadura, un orificio de corrosión o una perforación). Este autor añade, sin embargo, que la probabilidad de que el flujo de gas que se escapa a través del suelo ingrese a la atmósfera y se incendie accidentalmente, explote y rompa la tubería es muy baja pero que si el tamaño del defecto o la perforación excede una cierta longitud "crítica" (en la dirección longitudinal de la tubería), entonces la tubería podría romperse catastróficamente y crear un cráter. Una vez formado el cráter, el gas que se escapa de la tubería rota puede tener un "efecto de socavación" y arrastrar la tierra suelta o el material rocoso que encuentre a su paso e incluso podría expulsar enormes fragmentos de la tubería.

Una vez liberado el metano a la atmósfera el mismo se puede encender o no. En caso de no encender, la nube de gas se dispersará.

Ante un fuga del gasoducto, la formación de una mezcla metano/aire y su movimiento dependen de la cantidad o tasa del derrame, la estabilidad de las condiciones atmosféricas, las condiciones de viento específicas y la temperatura de la atmósfera. Se deben considerar las condiciones meteorológicas (vientos, tormentas, descargas eléctricas), y otros factores que pueden influir en la dinámica de la mezcla. Inicialmente, la concentración de metano en la nube será muy alta (por encima del límite superior de inflamabilidad) e irá disminuyendo a medida que se mezcle con el aire. Cuando alguna parte de la mezcla alcance una concentración igual al límite inflamable superior (15% en metano), puede inflamar si encuentra una fuente de ignición.

De acuerdo con Acton (2016) las causas físicas que pueden provocar el encendido de los gases liberados por tuberías de alta presión aún no se comprenden bien. En su trabajo las posibles fuentes se dividen en tres categorías:

- Causas naturales externas (p. ej., rayos)
- Causas humanas externas (por ejemplo, maquinaria, fuentes eléctricas, electrodomésticos)

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
174
FOLIO N°

- Causas generadas por liberación (por ejemplo, generación de chispas por impactos entre escombros que viajan a altas velocidades después de una ruptura).

El incendio resultante probablemente encendería en retroceso a la fuente del derrame. Al quemarse en condiciones no confinadas, la velocidad de la llama del metano es demasiado baja para generar una explosión. La llama arderá hacia atrás, a la fuente, y continuará ardiendo hasta extinguirse o que la fuente de metano se agote. La preocupación primaria en esta situación es el calor radiante generado por el fuego. Si la parte de la nube de metano/aire que está en el rango de inflamabilidad no encuentra una fuente de la ignición, el vapor de metano continuaría diluyéndose con el aire hasta concentraciones por debajo del límite inferior de inflamabilidad, por lo cual deja de presentar riesgo de incendio.

Bajo los criterios de seguridad que se contemplan en el marco del proyecto la cantidad de la fuga y la extensión del incendio no tendrán magnitudes significativas. Ante un incendio el suelo y el medio biótico se verían afectados en la zona inmediata.

Propagación acústica submarina

La exposición de los organismos marinos a diferentes distancias de una fuente de sonido puede dar lugar a diferentes efectos que van desde lesiones auditivas, es decir Desplazamiento Permanente del Umbral (PTS) o Desplazamiento Temporal del Umbral (TTS) (Finneran y Branstetter, 2013; Southall et al., 2019), a respuestas o alteraciones del comportamiento (Nowacek et al., 2007) y al enmascaramiento de la comunicación (Di Iorio y Clark, 2010) (Figura 1). Si estos efectos sonoros son graves, o se prolongan durante periodos de tiempo prolongados, y no se mitigan lo suficiente, pueden tener consecuencias a nivel poblacional.

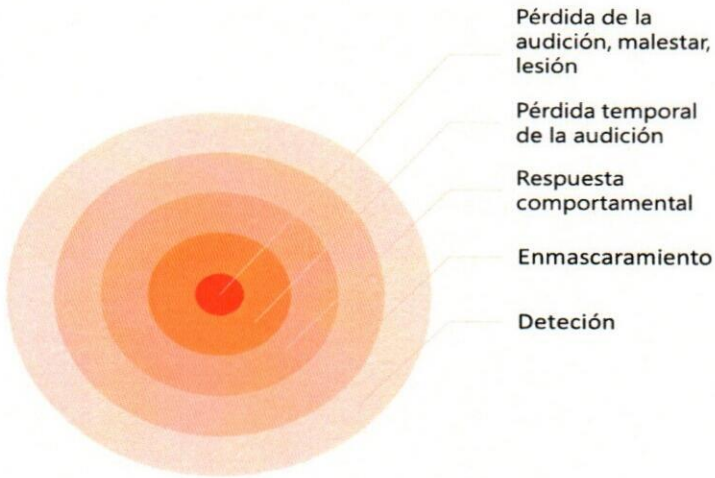


Figura 1. Zonas teóricas de solapamiento de la influencia del ruido (según Richardson et al., 1995).

En un estudio sobre ballenas jorobadas (*Megaptera novaeangliae*), se observó que responden al ruido de los barcos a distancias de hasta 3 km (Sivle et al., 2015). Estos cambios incluyen desviaciones en su ruta de migración y modificaciones en sus patrones vocales, lo que sugiere que el ruido afecta su comunicación y comportamiento social.

Otros estudios han mostrado que los delfines naríz de botella (*Tursiops truncatus*) pueden exhibir cambios en su comportamiento (como cambios en las rutas de desplazamiento o el tiempo de inmersión) cuando se exponen a niveles de ruido superiores a 120-130 dB re 1 µPa a distancias de entre 1 y 1,5 km del buque (Jensen et al., 2009). La respuesta es más fuerte cuando el ruido está en rangos de frecuencia que interfieren con su ecolocación.

Según Eckert et al. (1998), las tortugas laúd, monitoreadas con equipos de seguimiento satelital, mostraron un comportamiento de evitación del barco a aproximadamente 2-3 km de distancia. La evitación se caracterizó por un cambio brusco en la dirección de nado y un cambio en los patrones de inmersión.

Derrame de HC

En el marco de la modelación de un derrame de Gas Oil (70 m^3) durante el abastecimiento de la FLNG (Capítulo 7: Anexo 6: Modelización de Derrame de Hidrocarburos), se evaluaron las trayectorias de la mancha de hidrocarburos ante diferentes condiciones climáticas y la evolución de los parámetros de masa suspendida y espesor de la película superficial. Se estima de esa manera un rango de posibles posiciones y tiempos de arribo a la costa de acuerdo a los forzantes climáticos.

En la Tabla 6 se indica, para cada escenario, si la mancha alcanza o no la costa durante el tiempo simulado. En caso de hacerlo se registran las horas transcurridas desde el inicio del derrame hasta su arribo a la costa. Se indican además los parámetros (masa y espesor) que caracterizan la mancha.

Tabla 6. Resultados de la modelación de derrame superficial de Gas Oil.

Escenario	Tiempo Mínimo de arribo a la costa (horas)	Máxima masa total en suspensión sin agua cuando arriba a la costa (kg/m^3)	Máximo espesor de Gas Oil suspendido cuando arriba a la costa (mm)
EV-C	174	0,004	0,10
EV-N	No toca	0,000085*	0,10*
EV-NE	75	0,005	0,10
EV-E	24	1,1	0,13
EV-SE	22	0,05	0, 15
EV-S	34	0,023	0, 11
EV-SO	95	0,004	0,12
EV-NO	No toca	0,0000845*	0,10*
EI-C	143	0,005	0,10
EI-E	20	1,2	0,20
EI-SE	17	0,055	0,20
EI-S	44	0,011	0,11
EI-SO	105	0,007	0,10

Nota: (*) a los 14 días de iniciado el derrame

De acuerdo a los resultados obtenidos, si el derrame accidental de 70 m^3 de Gas Oil no es controlado, existe la posibilidad de alcanzar las áreas protegidas presentes en el Área de Estudio. Si bien está potencial afectación tiene una probabilidad muy baja y su intensidad es muy baja (dado el espesor de la mancha en suspensión que llega a la costa), resulta importante considerar estos posibles escenarios para el diseño de un Plan de Respuesta adecuado ante estos eventos contingentes.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
175
FOLIO N°

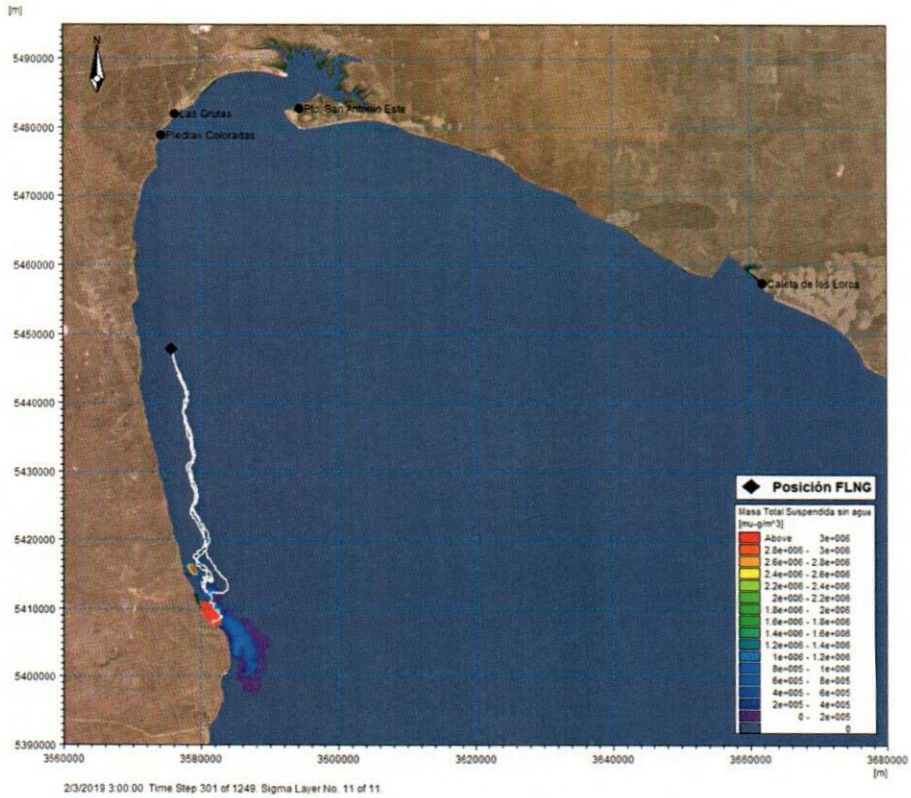


Figura 5. Masa Total Suspendida Sin Agua, en el momento que el derrame alcanza la costa. Trayectoria total del derrame. Escenario Verano EV-NE. Potencial afectación del Parque Nacional Islote Lobos: la mancha llega a la costa en 75 horas.

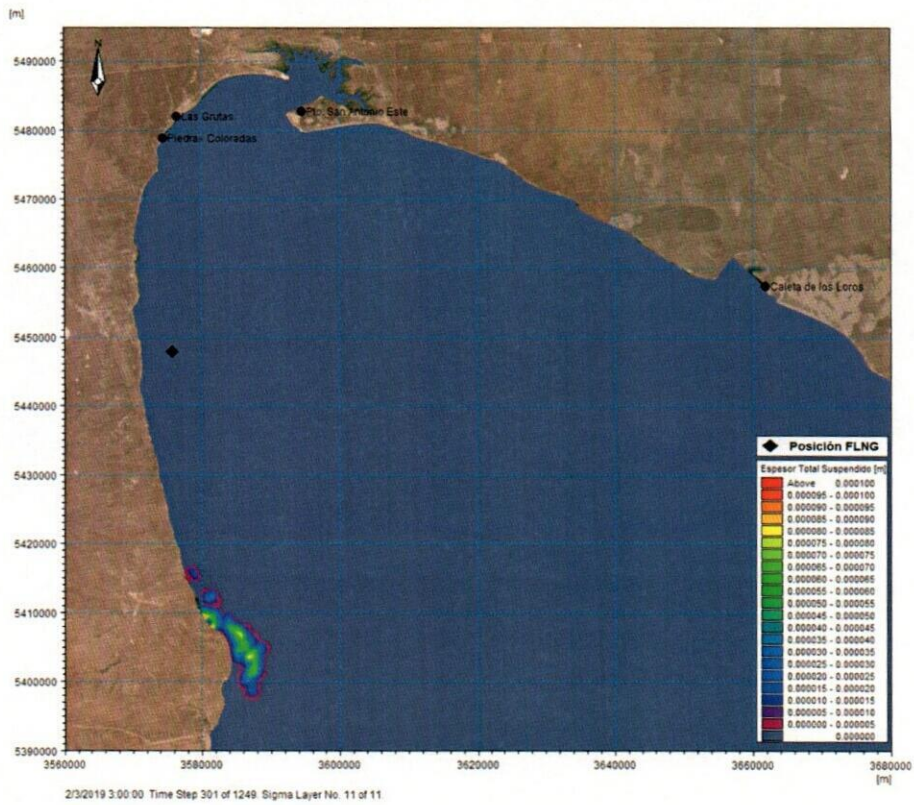


Figura 6. Espesor de la mancha en suspensión, en el momento que el derrame alcanza la costa. Potencial afectación del Parque Nacional Islote Lobos: 0,10 mm es el máximo espesor de Gas Oil suspendido cuando arriba a la costa.

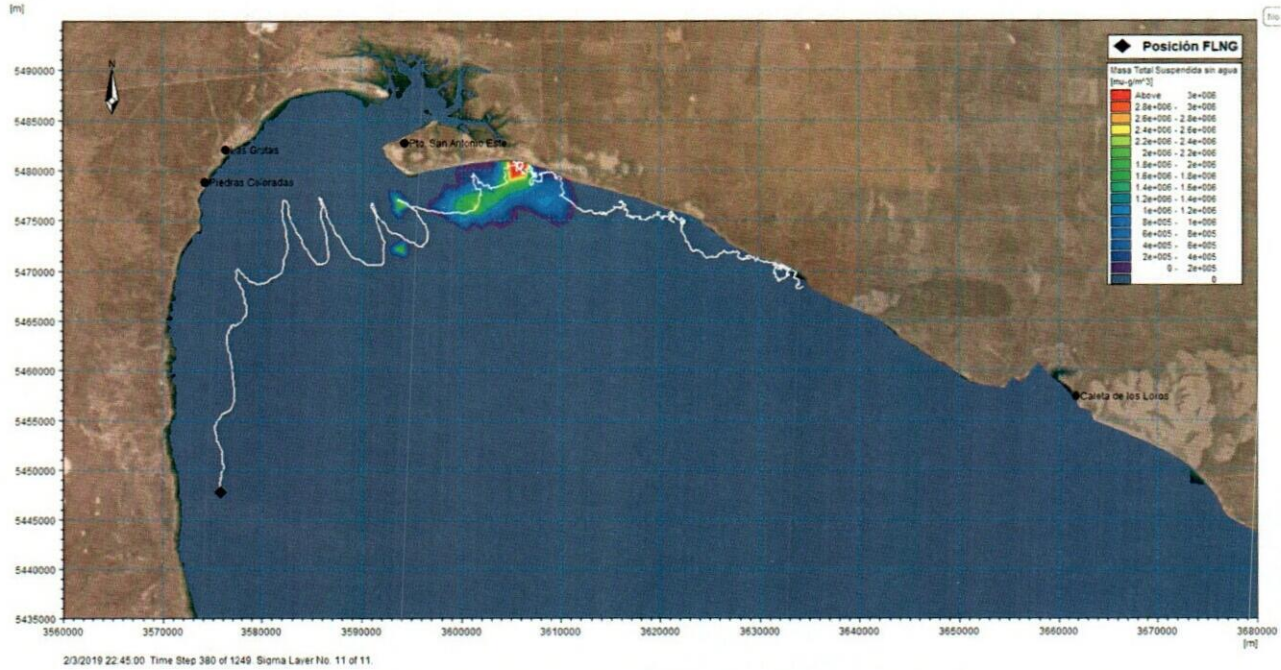


Figura 7. Masa Total Suspendida Sin Agua, en el momento que el derrame alcanza la costa. Trayectoria total del derrame. Escenario Verano EV-SO. Potencial afectación del Área Natural Bahía de San Antonio: la mancha llega a la costa en 95 horas.

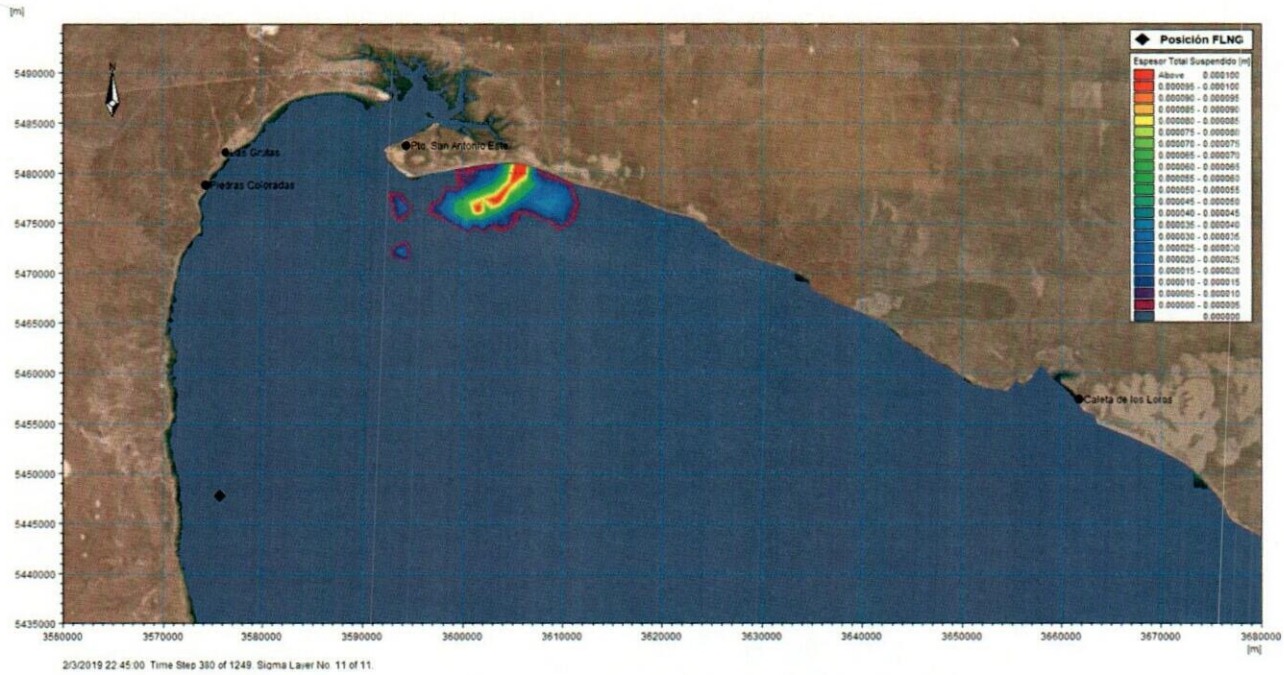


Figura 8. Espesor de la mancha en suspensión, en el momento que el derrame alcanza la costa. Escenario Verano EV-SO. Potencial afectación del Área Natural Bahía de San Antonio: 0,12 mm es el máximo espesor de Gas Oil suspendido cuando arriba a la costa.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
176
FOLIO N°

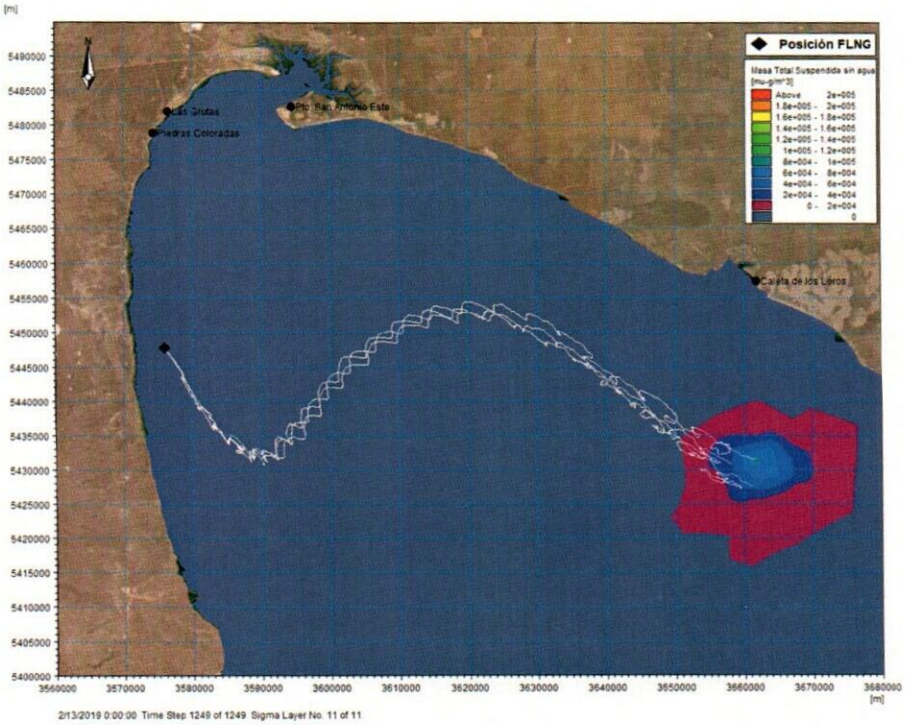


Figura 9. Masa Total Suspendida Sin Agua, a los 14 días de iniciado el derrame. Trayectoria total del derrame. Escenario Verano EV-NO. Potencial afectación del Área Natural Protegida Caleta de los Loros – Pozo Salado – Punta Mejillón: la mancha no llega a la costa.

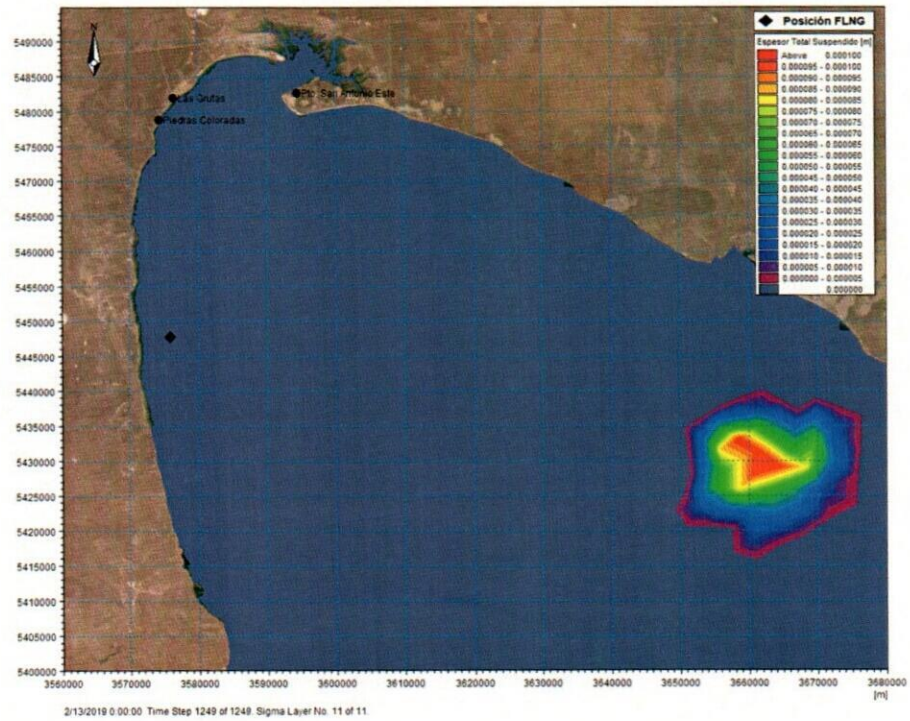


Figura 10. Espesor de la mancha en suspensión, a los 14 días de iniciado el derrame. Escenario Verano EV-NO. Potencial afectación del Área Natural Protegida Caleta de los Loros – Pozo Salado – Punta Mejillón: 0,10 mm es el máximo espesor de Gas Oil suspendido cuando se acerca a la costa.

Figura 11. Masa Total Suspendida Sin Agua, en el momento que el derrame alcanza la costa. Trayectoria total del derrame. Escenario Invierno EI-S. Potencial afectación del Área Natural Bahía de San Antonio: la mancha llega a la costa en 44 horas.

Figura 12. Espesor de la mancha en suspensión, en el momento que el derrame alcanza la costa. Potencial afectación del Área Natural Bahía de San Antonio: 0,11 mm es el máximo espesor de Gas Oil suspendido cuando arriba a la costa.

Incendio (fuga de GNL)

Woodward y Pitbaldo (2010) sostiene que la principal amenaza de los derrames de GNL es el incendio. De hecho, los análisis de riesgos para el GNL se centran principalmente en el peligro de un incendio en charco.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
177
FOLIO N°

Un derrame de GNL en el agua daría lugar a un charco de evaporación rápida que produce una nube de vapor impulsada por el viento. Si cualquier punto de una nube del vapor con una concentración dentro del rango de 5 a 15% alcanza una fuente de ignición y se inflama, un incendio repentino ardería a sotavento y posiblemente también a barlovento del punto de ignición. El incendio repentino arderá más rápido a lo largo de los bordes premezclados (diluidos por el aire). Esto puede crear un incendio más envolvente. Un incendio repentino es inherentemente transitorio y la exposición normalmente no dura más de unas pocas decenas de segundos. Aunque es mortal para las personas que se encuentran dentro del mismo, la radiación total que llega a un objeto cercano a él es sustancialmente menor que la de un charco de GNL o un chorro de fuego de mayor duración a la misma distancia. Es probable que un incendio repentino no produzca ignición secundaria ni quemaduras a las personas que se encuentran fuera de la región en llamas. Después de que un incendio repentino arda de nuevo hacia el charco de GNL, o si la ignición comienza en el charco, el resultado es un incendio en el charco. Mientras continúa el flujo de salida de GNL, el charco en llamas sin confinamiento tiende a aumentar o disminuir de tamaño hasta alcanzar un tamaño final de estado estable. Este es el tamaño para el cual la tasa de quema es igual a la tasa de descarga. El tamaño del charco en estado estacionario es menor para un charco en llamas que para uno que no se quema. Por lo tanto, si la ignición no se produce inmediatamente después de que comienza un derrame, una vez inflamado, el charco en llamas retrocederá significativamente en comparación con su tamaño original.

Por su parte, Hightower (2004) sostiene que, en la mayoría de los escenarios identificados, se espera que los riesgos térmicos de un derrame accidental se manifiesten como un incendio en charco, en función de la alta probabilidad de que haya una fuente de ignición disponible. Se presentan modelaciones de llamas cuyos resultados muestran que se espera que existan peligros térmicos de 37,5 kW/m^2 a aproximadamente 150 a 250 m del derrame, dependiendo de las condiciones específicas del sitio y se espera que existan riesgos térmicos de 5 kW/m^2 a 500 y 750 m del derrame. Existe la posibilidad de que no haya una fuente de ignición inmediata disponible y, por lo tanto, el GNL derramado podría dispersarse en forma de nube de vapor, así la nube de vapor de los grandes derrames podría extenderse a más de 1.600 m, según la ubicación del derrame y las condiciones atmosféricas del lugar. En áreas congestionadas o altamente pobladas, sería posible que exista una fuente de ignición, a diferencia de las áreas remotas, donde podría ser poco probable. Esto sugiere que el análisis de la dispersión de vapor de GNL debe realizarse utilizando las condiciones atmosféricas específicas del sitio, la topografía de la ubicación y las operaciones de los barcos para evaluar adecuadamente las áreas potenciales y los niveles de peligro para la seguridad pública y la propiedad.

Definición del AINI

Tabla 7. Descripción de Área de Influencia Natural Indirecta.

Ambiente	Indicadores de afectación	Observaciones
Terrestre	Propagación acústica aérea: potencial impacto acústico con efectos comportamentales	▪ 300 m a cada lado de la traza del gasoducto terrestre y los límites del predio de la Cabecera
	Extensión de un potencial incendio (fuga de gas)	▪ 500 m a cada lado de la traza del gasoducto terrestre y 1 km de los límites del predio de la Cabecera
Costero-Marino	Propagación acústica submarina: potencial impacto acústico con efectos comportamentales	▪ 3 km entorno al SPM de la FLNG
	Comportamiento de un derrame de HC: potencial afectación de la calidad del agua/sedimentos	▪ Parque Nacional Islote Lobos ▪ Área Natural Bahía de San Antonio ▪ Área Natural Protegida Caleta de los Loros – Pozo Salado – Punta Mejillón
	Alcance de un potencial incendio (fuga de GNL)	▪ 2 km entorno al SPM de la FLNG

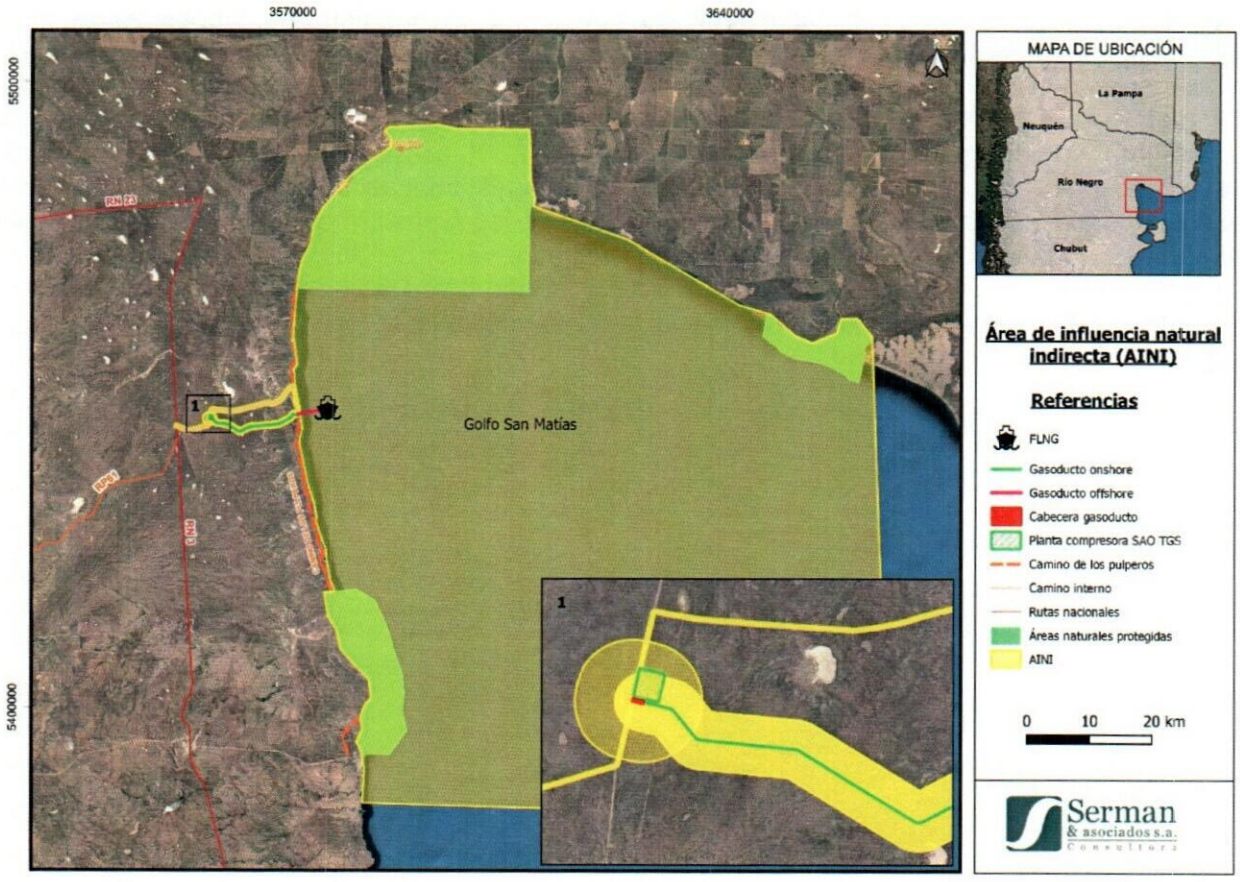


Figura 13. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Natural Indirecta (AINI). Fuente: elaboración propia.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
178
FOLIO N°

3.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE ANTRÓPICO

Las áreas de influencia sociales están compuestas por la población y las actividades de la misma con posibilidad de ser afectadas y/o influenciadas por el proyecto en sus distintas dimensiones, como por ejemplo:

- Calidad de vida
- Infraestructura habitacional
- Infraestructura productiva
- Infraestructura pública y de servicios
- Producciones o actividades económicas
- Pautas de circulación y/o movilidad
- Paisaje y usos de la costa

El área de influencia del medio antrópico también incluye a los actores sociales (partes interesadas) de los ámbitos estatales y no estatales (empresarial, organizaciones de la sociedad civil, grupos de investigación, etc.) de alcance local, nacional y regional que pueden tener relación con el proyecto; que pueden ser afectados por el mismo y/o que pueden generar interés e influencia sobre sobre el proyecto. Los mismos son identificados y caracterizados en la sección Partes Interesadas de la Línea de Base Ambiental (Capítulo 6).

Teniendo en cuenta las características del proyecto, se definen las áreas de influencia social:

- Área de Influencia Social Directa (AISD)
- Área de Influencia Social Indirecta (AISI)

3.2.1 Área de Influencia Social Directa (AISD)

El AISD es la escala territorial social donde se podrían generar las mayores afectaciones del proyecto y las relaciones directas del mismo, de acuerdo a las obras y acciones propuestas. La tabla a continuación describe los indicadores y componentes del AISD.

Tabla 8. Descripción de Área de Influencia Social Directa.

Indicadores de afectación	Descripción de afectados
Territorio (catastros o unidades territoriales) directamente afectado por las obras del proyecto.	▪ Estancia La Paula: unidad catastral donde se ubica la planta de TGS y el comienzo del gasoducto terrestre de PAE. ▪ Estancia Fuerte Argentino: unidad catastral donde se desarrollará el proyecto y el acceso al gasoducto marítimo.
Localidades de referencia del proyecto.	▪ Las Grutas ▪ San Antonio Oeste ▪ San Antonio Este
Caminos y/o vías de circulación de referencia del proyecto.	▪ RN3 entre la Estancia La Paula, acceso a Las Grutas, acceso a San Antonio Oeste y acceso a San Antonio Este. ▪ RP2 Acceso Sur entre RN3 y Las Grutas. ▪ RP2 Acceso Norte entre San Antonio Oeste y Las Grutas. ▪ RP2 entre San Antonio Oeste y la RN3. ▪ RN A025 entre RN3 y San Antonio Este. ▪ Camino de los Pulperos entre Las Grutas y el Fuerte Argentino.

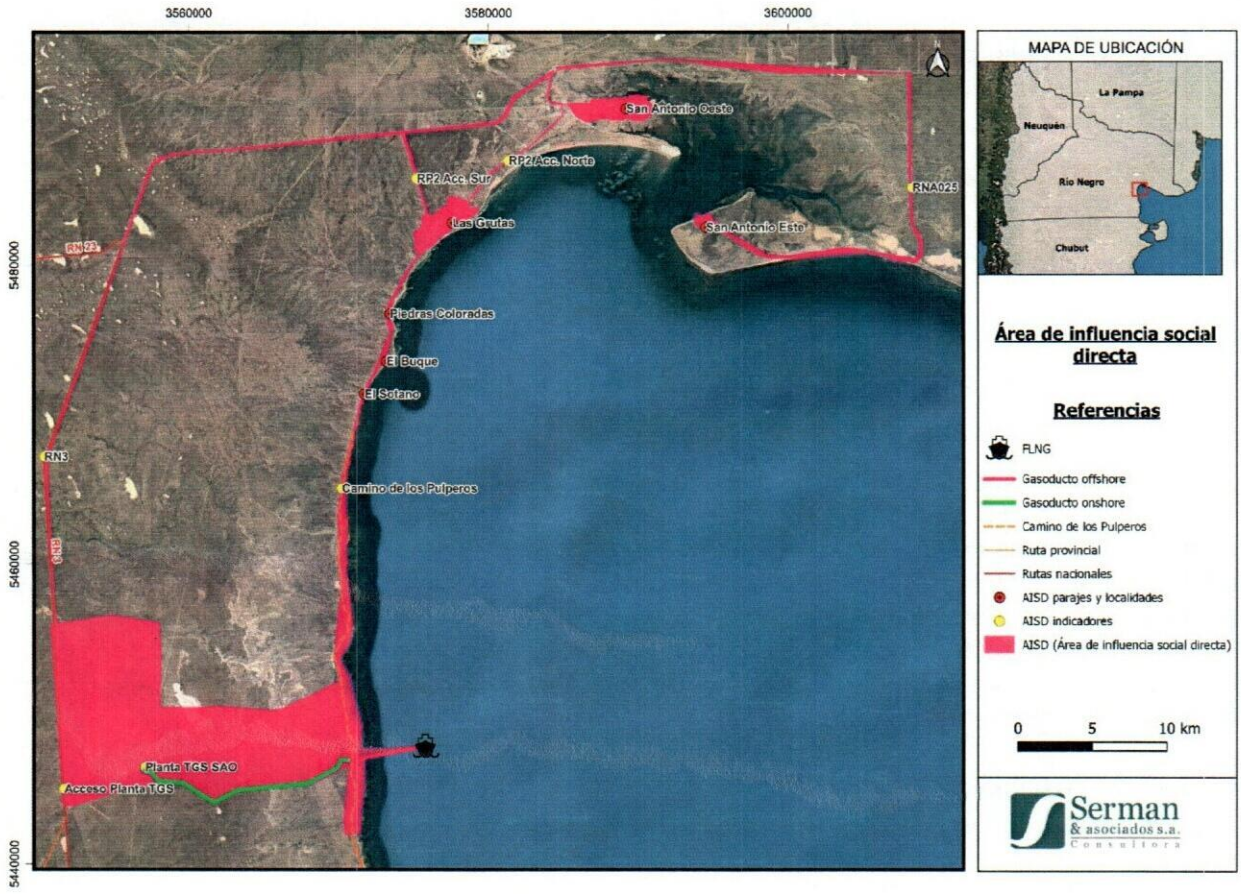


Figura 14. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Social Directa (AISD). Fuente: elaboración propia.

3.2.2 Área de Influencia Social Indirecta (AISI)

El AISI es la escala territorial social donde se podrían generar relaciones indirectas del proyecto con el medio antrópico, aunque no afectaciones específicas (incluidas en el AISD), de acuerdo a las acciones propuestas por el proyecto. El AISI incluye la totalidad del AISD.

La tabla a continuación describe los indicadores y componentes del AISI.

Tabla 9. Descripción de Área de Influencia Social Indirecta.

Indicadores de afectación	Descripción
AISD	▪ Incluye la totalidad del área de influencia social directa del proyecto (descrita arriba).
Aspectos administrativos de referencia.	▪ Departamento San Antonio: departamento donde se asienta el proyecto. ▪ Viedma: capital provincial
Vías de circulación relacionadas con el proyecto.	▪ RN3 entre el Departamento San Antonio y Viedma.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
179
FOLIO N°

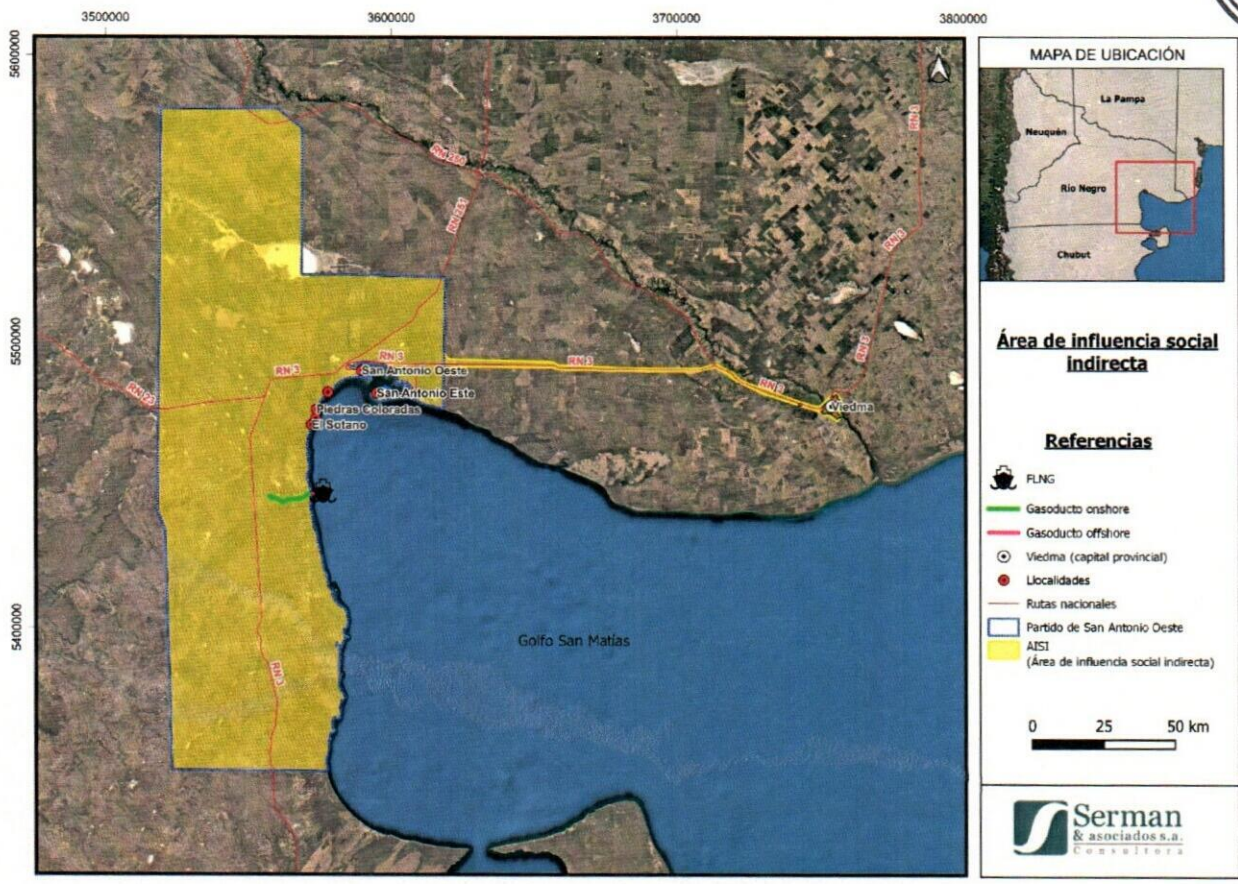


Figura 15. Proyecto FLNG GSM. Área de Influencia Social Indirecta (AISI). Fuente: elaboración propia.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO C
180
FOLIO

Serman & asociados s.a.
Consultora
SOLUCIONES QUE GENERAN CONFIANZA

Estudio de Impacto Ambiental
Proyecto FLNG en el Golfo San Matías
Río Negro, Argentina

COMPONENTES ON SHORE

CAPÍTULO 6: Línea de Base Ambiental – Medio Físico

Octubre 2024

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 181

CAPÍTULO 6: LÍNEA DE BASE AMBIENTAL – MEDIO FÍSICO

ÍNDICE

1.	**INTRODUCCIÓN**	**3**
2.	**AMBIENTE TERRESTRE**	**4**
2.1	**CLIMATOLOGÍA**	**4**
2.2	**GEOLOGÍA**	**7**
2.2.1	Marco Geológico	7
2.2.2	Geomorfología	8
2.2.3	Topografía	9
2.2.4	Susceptibilidad Geológica del Área de Implantación	11
2.3	**HIDROLOGÍA**	**22**
2.3.1	Riesgo Hídrico	22
2.4	**EDAFOLOGÍA**	**24**
2.4.1	Caracterización General	24
2.4.2	Caracterización Física-Química	25
2.5	**CALIDAD DEL AIRE**	**41**
2.6	**RUIDO AMBIENTE**	**44**
3.	**BIBLIOGRAFÍA**	**47**
4.	**ANEXOS**	**51**

1. INTRODUCCIÓN

Desde el punto de vista de la ecología, la división entre un ambiente marino y un ambiente terrestre es difusa. Existe lo que se conoce como una zona de transición o interfase, donde los ecosistemas marinos y terrestres se superponen y se relacionan. Esta zona de transición puede incluir áreas como estuarios, manglares, deltas y zonas costeras, como en este caso, donde la influencia de ambos ambientes se entrelaza.

En estas áreas de interfase, los organismos y procesos ecosistémicos de los ambientes marinos y terrestres interactúan de manera dinámica. Por ejemplo, los nutrientes transportados por los ríos desde tierra firme pueden influir en la productividad de los ecosistemas marinos cercanos, mientras que las especies marinas pueden migrar hacia áreas terrestres para reproducirse o alimentarse.

Esta interconexión entre los ecosistemas marinos y terrestres resalta la importancia de estudiar estos espacios de manera integrada, reconociendo que las actividades humanas en un ambiente pueden tener impactos significativos en el otro. Por lo tanto, es fundamental adoptar enfoques holísticos y transdisciplinarios para abordar los desafíos ambientales en estas zonas de interfase.

Para una mejor organización del presente Estudio de Impacto Ambiental y particularmente de esta Línea de Base Ambiental, se optó por separar la caracterización del ambiente puramente terrestre, del ambiente costero-marino.

En la presente caracterización del Ambiente Terrestre se hace foco en la traza del tramo terrestre del Gasoducto y el área de implantación de la Cabecera (Componentes On Shore).

No obstante esto, al momento de evaluar los potenciales impactos del proyecto sobre estos ambientes, es muy importante implementar un enfoque holístico que considere al ambiente como un todo.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
182
FOLIO N°

2. AMBIENTE TERRESTRE

2.1 CLIMATOLOGÍA

Tomando como referencia la clasificación climática de Thornwthwaite, el clima correspondiente al área es Templado Semiárido de Meseta. Este tipo climático se encuentra comprendido entre los Ríos Limay y Negro y la franja costera desde San Antonio Oeste hasta Puerto Deseado. Constituye una transición hacia el clima Árido Patagónico, que se extiende tanto hacia el Sur como hacia el Oeste. Las precipitaciones son inferiores a los 300 mm anuales. Se presentan brisas marinas que forman nubes y rocío, y la temperatura es moderada respecto al continente. Predominan vientos secos y fríos del Noroeste, con mayor frecuencia entre los meses de Marzo a Septiembre.

La Estación Meteorológica más cercana al Área de Estudio es San Antonio Oeste Aero (40° 47'S, 65° 6' O), ubicada a unos 40 km de distancia del área. Los datos meteorológicos allí registrados entre 1991-2020 por el Servicio Meteorológico Nacional, aportan información para la caracterización climática del área.

De acuerdo al análisis estadístico para este periodo de tiempo, las temperaturas medias máximas de los meses más cálidos fueron: 28,9°C en diciembre, 30,4°C en enero y 29,2°C en febrero; y las temperaturas medias mínimas de los meses más fríos fueron: 2,1°C en junio, 1°C en julio y 2,5°C en agosto (ver Figura 1). Aunque se han registrado valores extremos diarios de más de 40°C de noviembre a marzo, de menos de -5°C de abril a octubre y de menos de -10°C de junio a agosto, en el período considerado (ver Figura 2).

En cuanto a las precipitaciones, el mes que acumula el valor medio más elevado de precipitaciones acumuladas es abril, con 37,6 mm, seguido por marzo con 33,4 mm. En el otro extremo del gradiente están los meses de agosto y septiembre con 16,6 y 17,9 mm acumulados, respectivamente (ver Figura 1). Si consideramos los valores extremos diarios registrados durante el período informado, abril es el mes que presenta la precipitación máxima mensual, con 210 mm acumulados (2014), y la máxima diaria 102 mm acumulados (2004) (ver Figura 2).

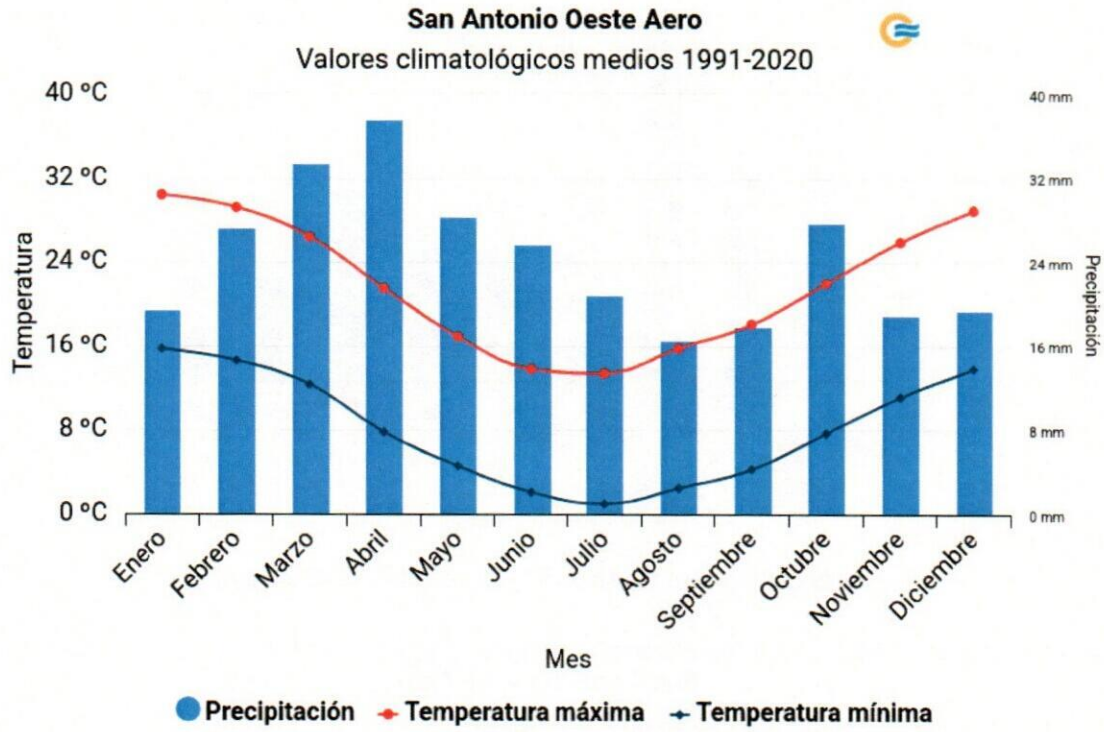


Figura 1. Temperaturas medias máximas y mínimas mensuales y Precipitaciones medias acumuladas. Período 1991-2020. Fuente: SMN, Estación San Antonio Oeste Aero.

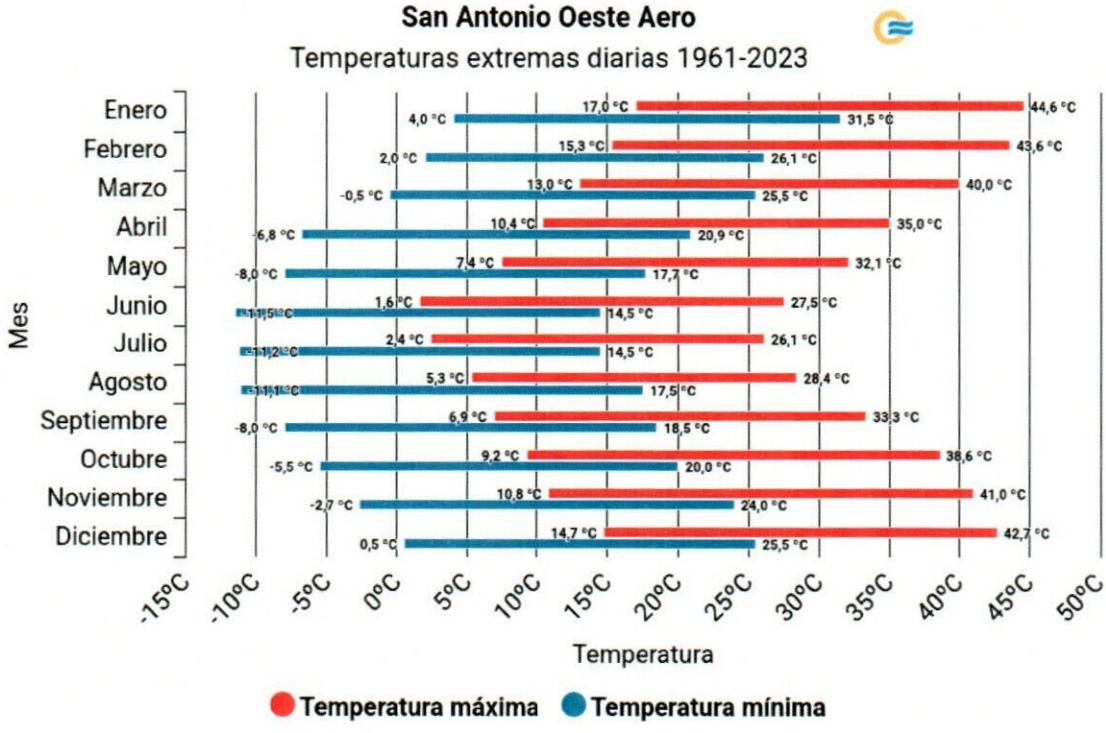


Figura 2. Temperaturas extremas diarias. Período 1961-2023. Fuente: SMN, Estación San Antonio Oeste Aero.

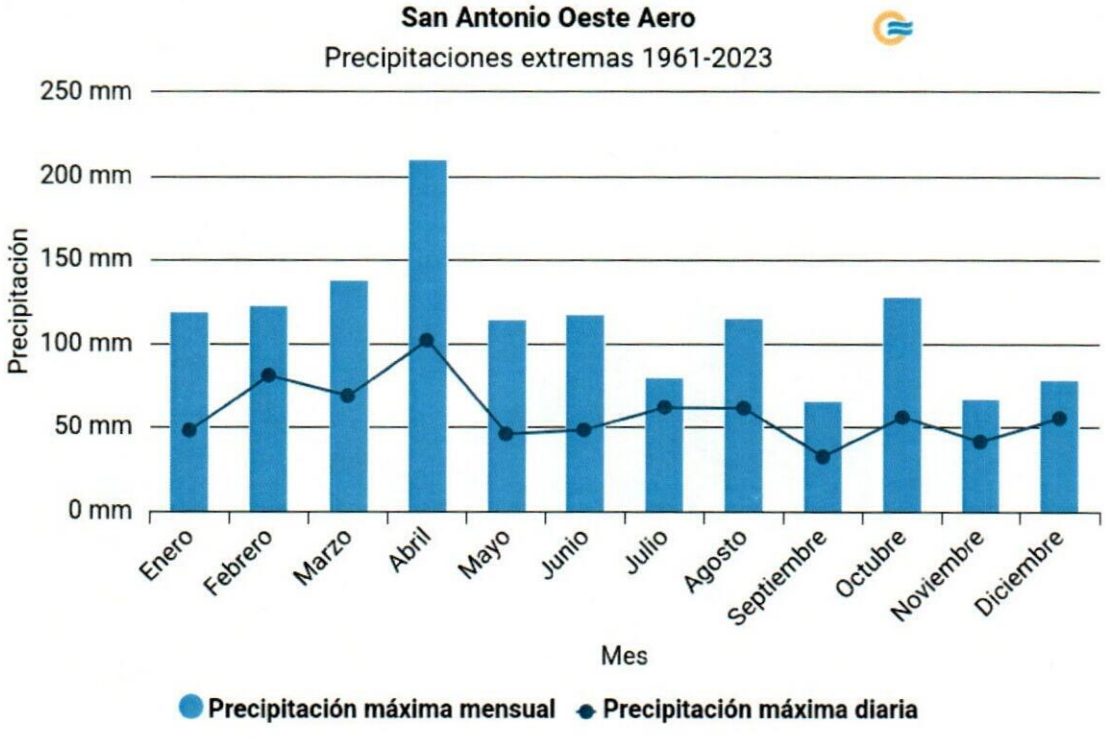


Figura 3. Precipitaciones mensuales y diarias extremas. Período 1961-2023. Fuente: SMN, Estación San Antonio Oeste Aero.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
183
FOLIO N°

A continuación, se presenta el análisis de la distribución direccional de las velocidades del viento de los datos correspondientes al registro de la Estación Meteorológica de San Antonio Oeste Aero. Los datos corresponden a promedios de 10 minutos cada hora para el período 1991–2023 (34 años). La Figura 4 presenta la rosa de velocidades del viento y la Tabla 1 el análisis estadístico direccional.

Se puede apreciar que la dirección predominante del viento corresponde al sector NO (20%), seguido por los sectores Oeste, ONO, NNO, N, SE y Sur con alrededor de un 7 a 9% del tiempo cada uno. Las velocidades de hasta 12,5 m/s están presentes casi el 98% del tiempo, siendo las más frecuentes entre 5,0 y 7,5 m/s (33% del tiempo).

Tabla 1. Diagrama direccional de la velocidad del viento en la zona para el período 1991-2023 (%). Fuente: elaboración propia en base a datos del SMN en San Antonio Oeste.

V(m/s) \ Dir	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	Total	Excedencia
0,0-2,5	1,416	0,463	0,718	0,251	0,686	0,461	1,006	0,452	0,773	0,486	0,622	0,312	0,937	1,062	3,226	1,064	13,934	100,000
2,5-5,0	1,948	0,600	0,617	0,347	1,139	1,120	2,055	1,091	1,551	1,036	1,016	0,569	1,599	2,142	5,089	1,730	23,648	86,066
5,0-7,5	2,498	0,490	0,457	0,336	1,632	1,783	3,406	1,811	2,478	1,370	1,274	0,818	2,208	2,942	6,794	2,552	32,849	62,418
7,5-10,0	1,133	0,201	0,096	0,090	0,422	0,652	1,311	1,035	1,314	0,768	0,575	0,554	1,091	1,573	2,953	1,555	15,324	29,569
10,0-12,5	0,782	0,124	0,044	0,021	0,151	0,252	0,781	0,796	1,269	0,748	0,568	0,566	1,078	1,351	2,144	0,980	11,657	14,245
12,5-15,0	0,117	0,015	0,003	0,001	0,008	0,021	0,092	0,135	0,223	0,150	0,104	0,122	0,247	0,291	0,241	0,155	1,925	2,588
15,0-17,5	0,008	0,001	0,000	0,000	0,002	0,002	0,027	0,036	0,082	0,032	0,037	0,043	0,068	0,082	0,054	0,015	0,490	0,663
17,5-20,0	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,004	0,014	0,024	0,010	0,008	0,008	0,013	0,018	0,010	0,000	0,112	0,173
20,0-22,5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,014	0,012	0,002	0,002	0,011	0,004	0,002	0,000	0,052	0,061
22,5-25,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,004	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,009	0,009
Total	7,903	1,895	1,936	1,046	4,042	4,291	8,681	5,373	7,730	4,617	4,207	2,995	7,253	9,467	20,512	8,053	100,000	

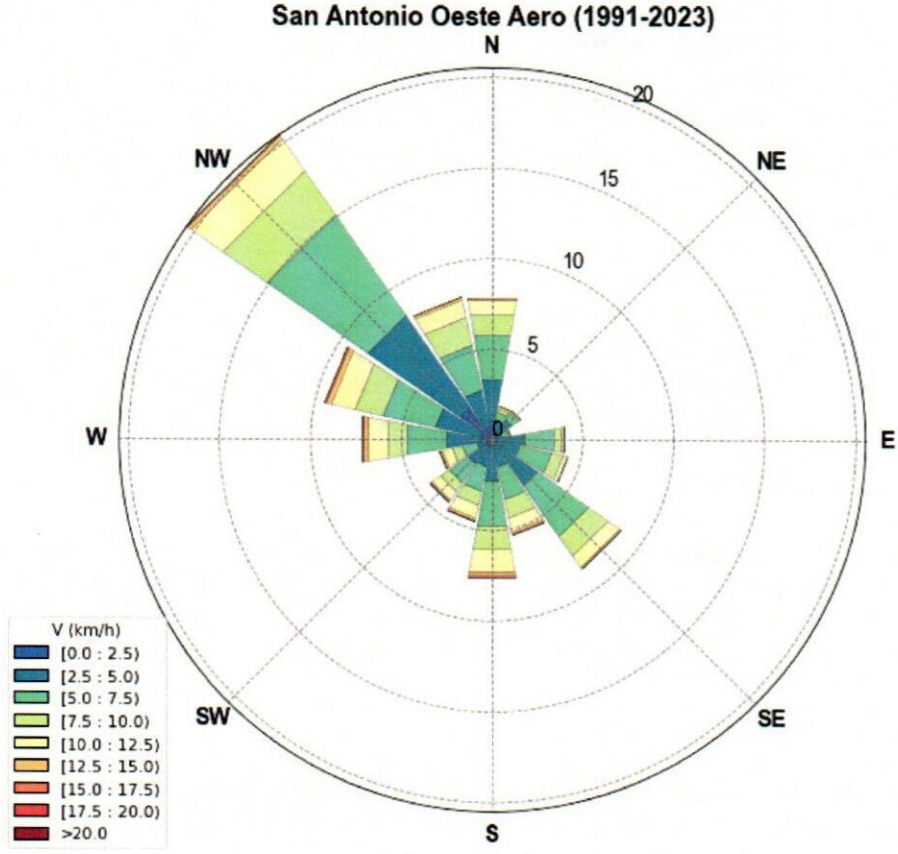


Figura 4. Rosa de velocidades del viento en la zona para el período 1991-2023. Fuente: elaboración propia en base a datos del SMN en San Antonio Oeste.

2.2 GEOLOGÍA

2.2.1 Marco Geológico

El marco geológico del área de estudio se encuentra comprendido en la provincia geológica: Macizo Norpatagónico (Harrington, 1962) y que según Kokot *et al.*, (2013) está se caracteriza regionalmente por un relieve de tipo altiplano conformado por terrazas basálticas que se disponen de forma escalada hacia el sector costero (costa Atlántica), donde en este último se desarrollan morfologías de acantilados.

En cuanto al marco local, específicamente en el área de estudio las principales unidades geológicas que afloran y se lograron distinguir son: Formación Arroyo Barbudo, Formación Bajo del Gualicho, Formación Río Negro y Depósitos Holocenos (aterrazados, coluviales y aluviales).

Formación Arroyo Barbudo

Esta unidad se encuentra cartografiada en la Hoja San Antonio Oeste para agrupar a las sedimentitas de edad maastrichtiana – daniana, entre las que se distinguen la: Formación Roca (Ihering, 1903), Formación Pedro Luro (Kaaschieter, 1963), Formación El Fuerte (Kaaschieter, 1963), Formación Aguada Cecilio (Bertels, 1969), Formación Arroyo Barbudo (Lizuain y Sepúlveda, 1978) y Formación Arroyo Salado (Weber, 1983). Estas unidades se encuentran constituidas por areniscas finas a media, con intercalaciones entre areniscas limosas, limolitas, arcilitas y en menor proporción calizas y margas las cuales se hallan aflorantes de forma costera y representadas con espesores variables.

Formación Gran Bajo del Gualicho

Esta unidad fue definida por Lizuain y Sepúlveda (1978) y según Martínez et al., (2001) se encuentra caracterizada por secuencias arcillo-arenosa de colores que varían entre pardo amarillento y pardo grisáceo. Los niveles arcillosos presentan gradaciones areno-margosas, coquinas y la presencia de material cinerítico o tobáceo. En cuanto a su disposición, aflora de manera discontinúa, pero regionalizada constituyendo barrancos y faldeos de los grandes bajos. La edad asignada de esta unidad en función de la bioestratigrafía es del Oligoceno a Mioceno temprano (Malumián *et al.,* 1984).

Formación Río Negro

Esta unidad fue defina por Roth (1899) y según Martínez et al., (2001) corresponden a paquetes de areniscas de grano medio a fino de color gris a pardo grisáceo y alta friabilidad. Aisladamente se vislumbran lentes cineríticos de color blanquecinos y de pocos metros de espesor. La edad asignada de unidad corresponde al Plioceno medio a superior (Pascual *et al.*, 1965).

Rodados Patagónicos

En la Hoja San Antonio Oeste se denomina a esta unidad como depósitos integrados por conglomerados polimícticos, clasto sostén, de clastos medianos a finos. Presentan cemento netamente calcáreo con abundancia en los niveles superiores. En cuanto a la morfología de los clastos, son de redondeados a subredondeados integrados por líticos de origen volcánico.

Depósitos Holocenos

Depósitos coluviales: en la Hoja San Antonio Oeste estos depósitos se encuentran vinculados a las mesetas compuestas por los Rodados Patagónicos y se extienden hacia los bajos y costa siguiendo la pendiente. Esta unidad se encuentra compuesta mayormente por limos, arcillas, arenas y gravas.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
184
FOLIO N°

Depósitos aluviales: esta unidad se observa asociada a cañadones, cauces y planicies fluviales formando un sustrato compuesto por arenas y limos.

Remoción en masas: depósitos compuestos por caída de bloques asociados a los bordes de meseta, en su gran mayoría los bloques corresponden a los conglomerados de los Rodados Patagónicos.

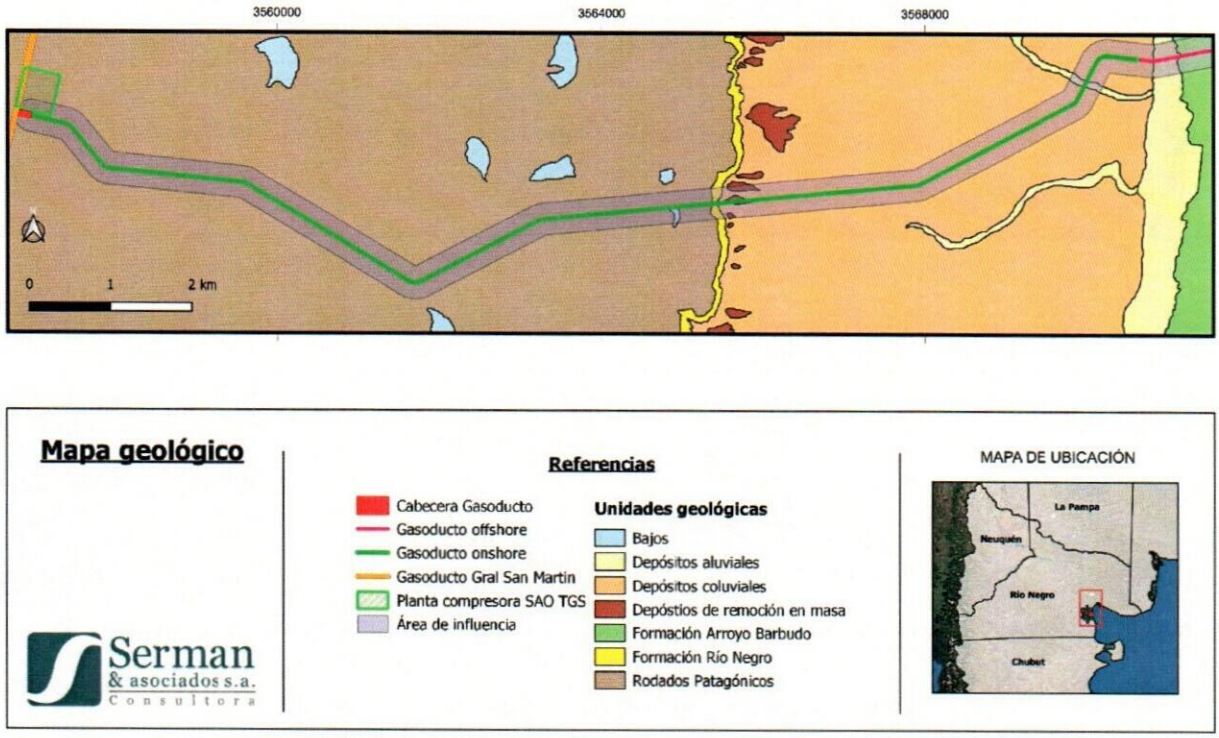


Figura 5. Mapa geológico del área de estudio.

2.2.2 Geomorfología

El marco geomorfológico del área de estudio se encuentra representado principalmente por morfologías del tipo mesitiforme, constituidas por las antiguas planicies/terrazas fluviales, las cuales se componen en al menos dos niveles topográficos. Estos niveles se encuentran compuestos por los Rodados Patagónicos y en menor proporción por depósitos aluviales y coluviales. Otra cuestión particular vislumbrada sobre los sectores de mesetas, son morfologías de bajos que presentan en su gran mayoría características endorreicas y su origen posiblemente a procesos de deflación eólica.

Sobre los flancos y bordes de mesetas se desarrollan niveles de pedimentos con convergencia generalizada hacia la costa atlántica. Además, sobre estos sitios particulares se desarrollan depósitos de remoción en masas conformado por caídas de bloques e incipiente formación de flujos.

En los sectores de cercanos a la costa se vislumbran planicies aluviales con evidencias de formación de suelos y la presencia de material arenoso y limoso, dispuestos en una superficie relativamente plana.

Finalmente, sobre la costa las morfologías se componen por bloques rocosos de tamaños irregulares y características prismáticas. Estos bloques rocosos además se hallan diaclasados y en su gran mayoría imbricados. Según la Hoja San Antonio Oeste estos bloques podrían corresponder a las areniscas de las Formación Arroyo Barbudo/Formación El Fuerte, entre otras denominaciones.

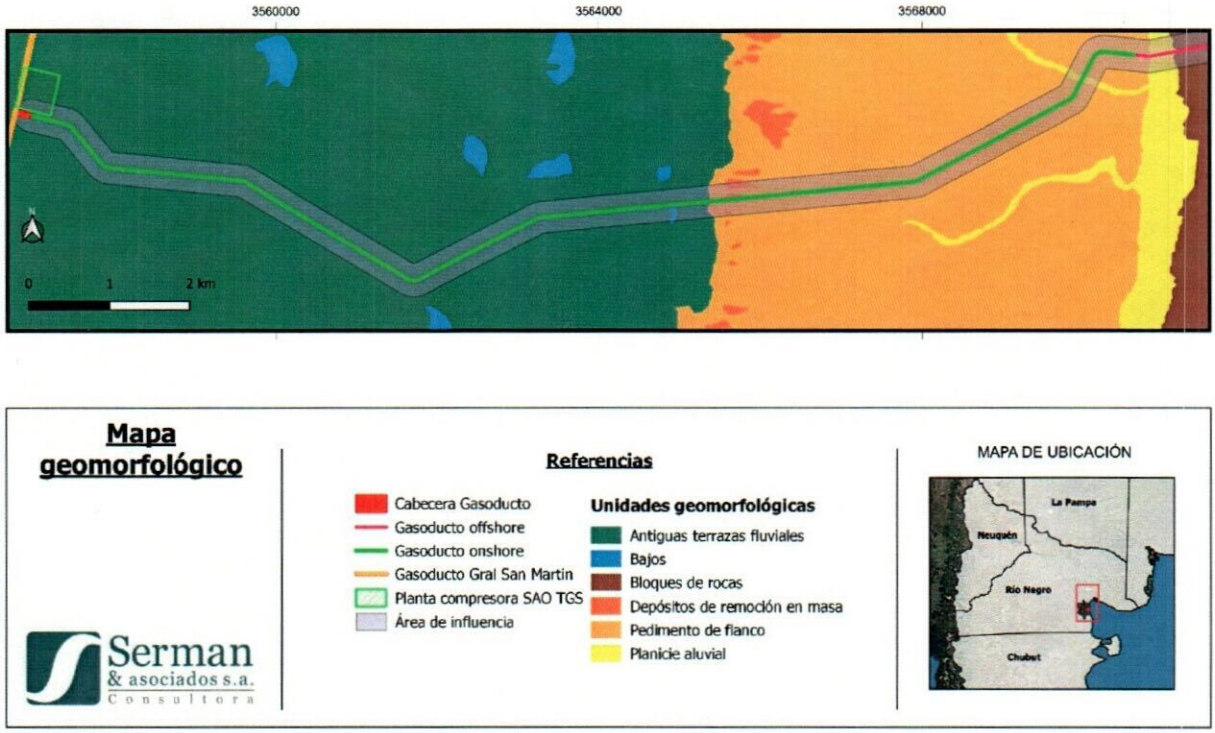


Figura 6. Mapa geomorfológico del área de estudio.

2.2.3 Topografía

En cuanto a la tipología del relieve, el área de estudio presenta cotas altimétricas que parten en los 150 metros sobre el nivel de mar en los sectores de terrazas/mesetas y que disminuye de forma escalonada y progresiva hacia a la costa atlántica hasta alcanzar la cota cero o nivel de referencia.

Por otra parte, la fisiografía en la que se emplazará el futuro Gasoducto se compone de superficies relativamente plana y con minúsculas ondulaciones, con valores de pendiente que rondan entre 0 a 2 %, salvo en los sectores de frente o borde de meseta, que se desarrollan pendientes escarpadas y fuertemente a ligeramente inclinadas, con valores de pendiente > 60 % y entre 2 – 5 % respectivamente.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
185
FOLIO Nº

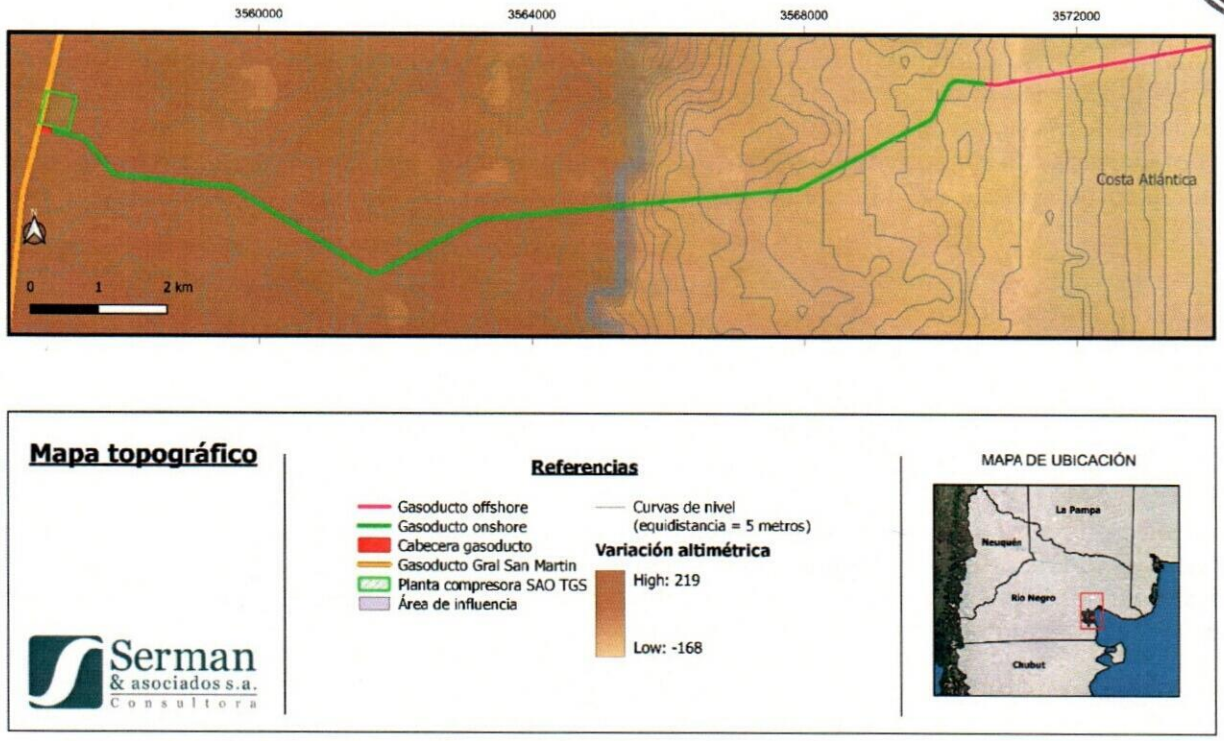


Figura 7. Mapa topográfico del área de estudio.

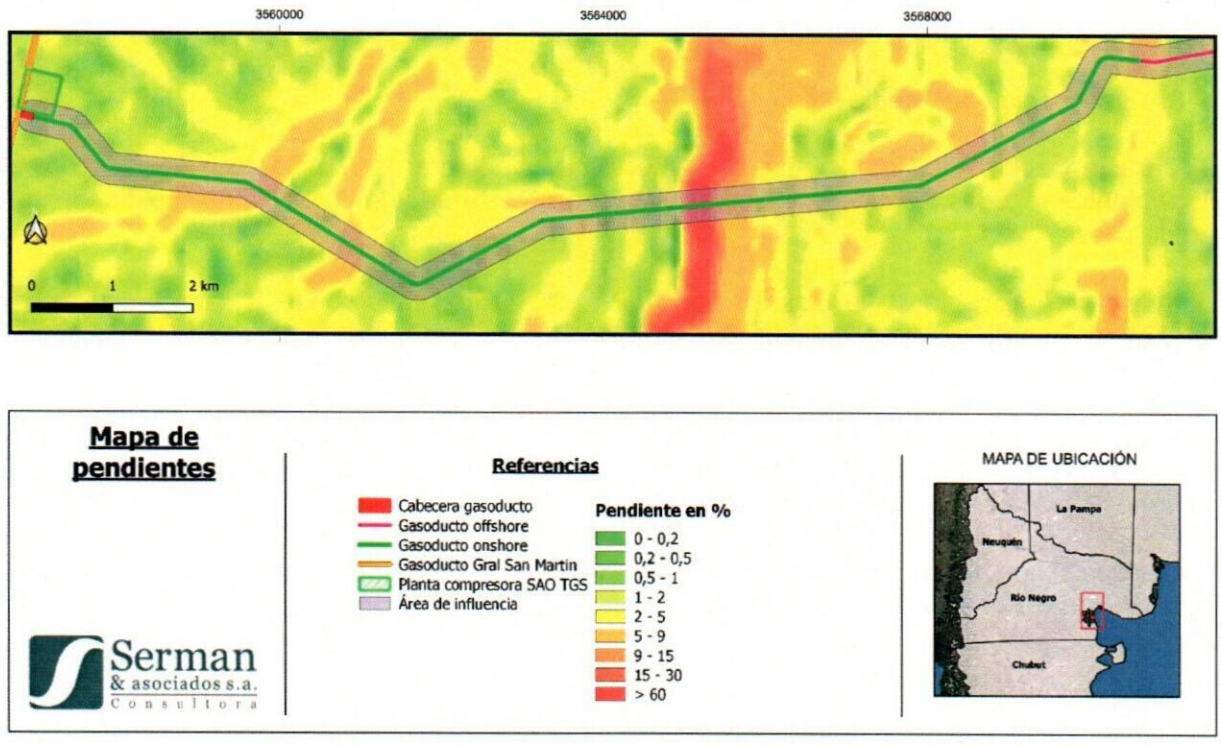


Figura 8. Mapa de variación de pendiente del área de estudio.

2.2.4 Susceptibilidad Geológica del Área de Implantación

A partir de la caracterización del entorno físico (geología, geomorfología y fisiografía) del área del proyecto se evalúa su grado de susceptibilidad geológica. Según el SERNAGIOMIN (Servicio Nacional de Geología y Minería de Chile), la susceptibilidad geológica se define como la capacidad o potencialidad de una unidad geológica o geomorfológica de ser afectada o generar un proceso geológico determinado. Representa la posibilidad espacial de ocurrencia y no establece relación alguna con la probabilidad temporal de que se produzca el proceso.

2.2.4.1 Metodología

1. Recopilación de antecedentes

La recopilación de antecedes mediante trabajos científicos, publicaciones de medios oficiales como el SEGEMAR (Servicio Geológico Minero Argentino), permite contar con el reconocimiento inicial del área de estudio, en cuanto a las principales unidades geológicas, geomorfológicas e identificación de peligros geológicos. Complementariamente el uso de imágenes satelitales permite identificar los sitios de mayor relevancia en función del reconocimiento efectuado mediante la recopilación de antecedentes.

2. Relevamiento de campo

Las tareas de campo permiten evaluar, afirmar, rectificar el reconocimiento preliminar del área de estudio mediante el uso de antecedentes e imágenes satelitales. Además, se accede a las principales unidades geológicas y geomorfológicas, como también la evaluación de rasgos que indiquen la presencia de peligros geológicos tales como la erosión eólica, fluvial, mareal y/o procesos gravitacionales (remoción en masa).

3. Descripción del medio físico

La caracterización del medio físico se efectua mediante la descripción mesoscópica de afloramientos rocosos, sedimentos, suelos y las diferentes morfologías en las que se disponen cada uno de ellos.

Lograda la identificación y la clasificación del medio físico, se procede a cartografiar el mismo mediante el uso de las herramientas provistas por los Sistemas de Información Geográfica (SIG) con el software ArcGis.

El uso de modelos de elevación digital (DEM) mediante su procesamiento con las herramientas provista por el software ArcGis, permite acceder a la cartografía de los distintos niveles altimétricos y la variación de pendiente del área de estudio.

Para la clasificación de los valores porcentuales de pendiente, se utiliza el sistema propuesto por la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
186
FOLIO N°

Tabla 2. Cuadro de clasificación de pendientes (FAO).

Clase	Descripción	Pendiente %
01	Plano	0 – 0,2
02	Nivel	0,2 – 0,5
03	Cercano a nivel	0,5 – 1
04	Muy ligeramente inclinado	1 – 2
05	Ligeramente inclinado	2 – 5
06	Inclinado	5 – 10
07	Fuertemente inclinado	10 – 15
08	Moderadamente escarpado	15 – 30
09	Escarpado	30 – 60
10	Muy escarpado	> 60

4. Cualificación de los grados de susceptibilidad

Para identificar y cualificar los grados de susceptibilidad en los distintos tramos que se proyecta el Gasoducto, se utilizan los procedimientos labrados tanto por el SEGEMAR como el SERNAGIOMIN.

Metodología aplicada para la elaboración de mapas de susceptibilidad:

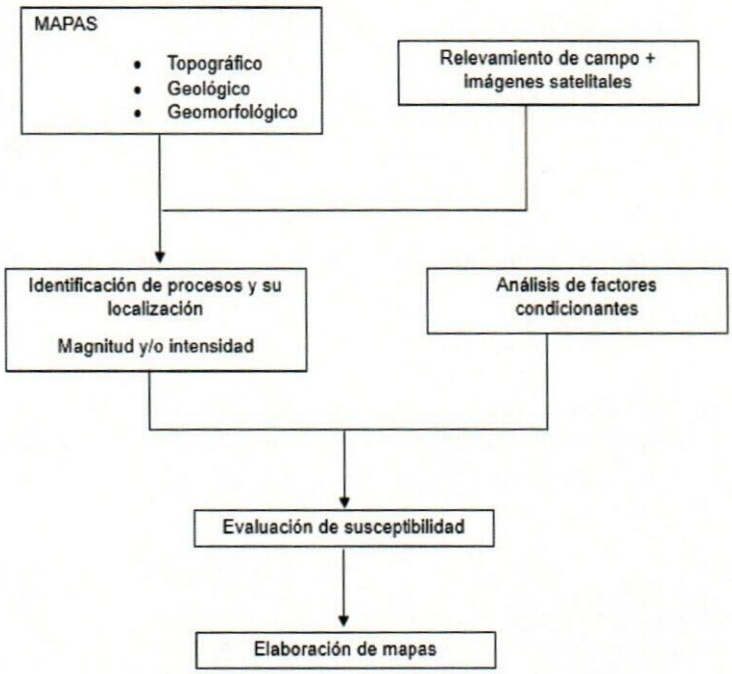


Figura 9. Metodología aplicada para la elaboración de mapas de susceptibilidad.

En cuanto a la cualificación y la evaluación de la susceptibilidad se adopta el siguiente criterio:

Tabla 3. Factores para la cualificación de susceptibilidad.

Factores Condicionantes	Factores Desencadenantes	Grado de Susceptibilidad
Pendiente	Erosión	Bajo
Litología	Gravedad	Moderado
Morfología		Alto

2.2.4.2 Sitios Relevados

Durante el mes de junio del 2024 se efectúo relevamiento de campo identificado y describiendo el medio físico del área de estudio.

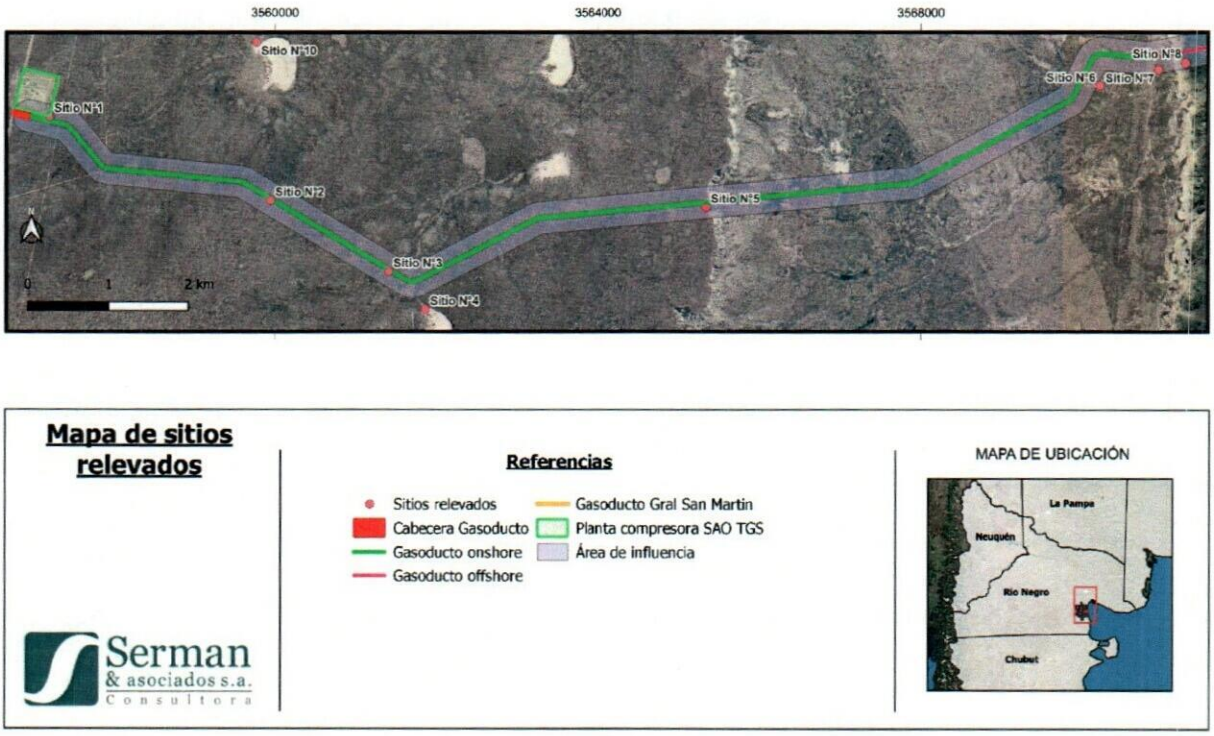


Figura 10. Mapa con la ubicación de los sitios relevados en campo.

Sitio N°1

Corresponde al inicio de la traza del Gasoducto y se emplaza geomorfológicamente sobre la antigua planicie aluvial, que litológicamente se compone por los Rodados Patagónicos. En cuanto a la topografía, se ubica en el punto altimétrico más elevado (150 m.s.n.m.) con una pendiente relativamente plana (0 a 1 %).

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
187
FOLIO Nº

Sitio N°2

Sector que se sitúa sobre la antigua planicie aluvial y que se encuentra constituida por los Rodados Patagónicos. La fisiografía es ligeramente inclinada con valores de pendiente entre 0,5 a 1 %.

Sitio N°3

Este sector corresponde a la antigua terraza fluvial, en la que se registran depósitos aluviales con presencia de material arenosos y fragmentos de cantos rodados. La fisiografía es ligeramente inclinada con valores de pendiente entre 0,5 a 1 %.

Sitio N°4

Este sitió corresponde a morfologías de bajos y que se hallan conformados por sedimentos de granulometría limo-arcilloso con estructuras de grietas de disecación.

Sitio N°5

Este sitio corresponde al borde de la antigua terraza fluvial, se observa claramente el contacto entre los Rodados Patagónicos con la Formación Río Negro. Esta última representada por alternancias entre paquetes de areniscas con limos-arcillosos. Sobre este sitio se vislumbran cauces aluviales con rumbo hacia el este y depósitos gravitacionales dados por caída de bloques y que ambos conforman morfologías de pendimento. Finalmente, la fisiografía se compone por niveles escapados (pendiente > 30 %) sobre los Rodados Patagónicos y fuerte a ligeramente inclinado (pendiente entre 2 – 5 %) en dirección hacia la costa atlántica.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
128
FOLIO Nº

Sitio N°6

Este sector corresponde morfologías de pedimentos los cuales se hallan constituidos por depósitos aluviales y coluviales. En este sitio particular se registró la generación de una red de drenaje dendrítica que no logra conformar cauces aluvionales definidos. Por otra parte, se exhibe un relieve irregular con pendientes ligeramente inclinadas (entre 2 a 5 %).

Sitio N°7

Este sitio corresponde a la planicie aluvial compuesta por limos-arcillosos. Se registra procesos de formación de suelo y no se observan rasgos erosivos y/o de denudación de suelos. La fisiografía en relativamente plana con valores de pendiente entre 0,2 y 0,5 %.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
188
FOLIO N°

Sitio N°8

Sector situado sobre la línea costera, se divisan fragmentos rocosos de areniscas altamente silicificadas, las cuales se encuentran diaclasadas e imbricadas, este último posiblemente por efecto del oleaje. Este sector es afectado completamente por los niveles de mareas y presenta un relieve relativamente plano a ligeramente onduloso con valores de pendiente entre 0,2 a 2 %.

Sitio N°9

Este sector corresponde cantera de áridos situada sobre la antigua terraza fluvial, en la que se observa el perfil litológico de suelo, representado por material limo-arenoso en los primeros 0,6 metros y luego subyacente la aparición de bancos de conglomerados correspondientes a los Rodados Patagónicos, los que vislumbran una alta cementación y consolidación del tipo clasto sostén.

Sitio N°10

Este sitió corresponde a morfologías de bajos y que se hallan conformados por sedimentos de granulometría limo-arcilloso con estructuras de grietas de disecación.

2.2.4.3 Resultados y Conclusiones

A partir de la identificación y la descripción de las principales unidades geológicas, geomorfológicas y la tipificación de la variación porcentual de la pendiente del área de estudio, se logró evaluar las características condicionantes de cada uno de los aspectos mencionados y su grado de susceptibilidad ante los agentes erosivos o los movimientos gravitacionales.

A continuación, se detallan los aspectos condicionantes y su cualificación de los grados de susceptibilidad.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 180

Tabla 4. Cualificación de grados de susceptibilidad en función de los factores condicionantes.

	Grado de Susceptibilidad		
Pendiente	BAJA	MODERADA	ALTA
	0 a 2 %	5 a 15 %	30 a 60 %
Unidad Geológica	Rodados Patagónicos, Formación Arroyo Barbudo	Formación Río Negro, Depósitos de remoción en masa	Depósitos aluviales y coluviales
Unidad Geomorfológica	Antiguas terrazas fluviales, Planicie aluvial	Pedimentos de flanco, Depósitos de remoción en masa	Bloques de rocas

Para el caso de las unidades geológicas el grado de susceptibilidad dependerá del tipo de litología y el grado de consolidación que presentan, siendo de mayor susceptibilidad aquellas litologías no consolidadas. Similar el criterio para unidades geomorfológicas, en el cual las morfologías compuestas por materiales pocos cohesivos serán los de mayor susceptibilidad.

Susceptibilidad a los procesos erosivos

El área de estudio denotó una susceptibilidad relativamente BAJA a los procesos erosivos tales, como: eólicos, fluviales y producto del oleaje. Esta cuestión se fundamenta a la alta competencia que presentan la mayoría de las litologías identificadas y de los relieves planos a ligeramente ondulados en las que se disponen.

Salvo en sectores particulares tales como bajos, planicies aluviales y borde de meseta que se componen de sedimentos o rocas friables poco cohesivas que pueden ser removidas por la acción eólica y/o fluvial. Para este caso, los registros en campo vislumbraron una BAJA a MODERADA acción de estos procesos.

Susceptibilidad a los procesos de remoción en masa

Para este caso el área de estudio indicó una susceptibilidad BAJA a los procesos gravitacionales, debido a que las morfologías y relieves relativamente planos a ligeramente ondulados inciden de forma directa a establecer un mayor grado de equilibrio sobre estos procesos. Salvo sobre el frente o borde de meseta, en las que las pendientes son moderadamente escapadas y suscitan procesos de caída de bloques y desplazamiento de sedimentos.

En función de la identificación y la clasificación del entorno natural del área de estudio, haciendo énfasis en la geología, la geomorfología y la topografía, se logró cualificar los grados de susceptibilidad. En este sentido, el área de estudio denotó en primera instancia, que tanto el grado de susceptibilidad de los procesos erosivos como gravitaciones son relativamente **BAJOS**. Esta cuestión se encuentra argumentada a la alta competencia que presentan las unidades geológicas y que las mismas se hallan dispuestas en relieves y/o morfologías planas y/o ligeramente ondulosas.

Esta condición se vislumbraría en gran parte del área de estudio, salvo en el frente de meseta en el que se exhiben relieves más escapados y que suscitan a la caída de bloques rocosos de la unidad geológica Rodados Patagónicos y que en este sentido se cualificaría con un grado de susceptibilidad **MODERADA**. En ese mismo sector, y adicionando los sitios conformados por bajos y planicies aluviales, se detecta la presencia de litologías menos competentes y sedimentos arenosos a limosos, que generarían una susceptibilidad **MODERADA** a los efectos generados por la acción eólica y/o fluvial.

Por último y a sabiendas que el futuro Gasoducto se dispondría de forma soterrada, los efectos suscitados por los movimientos gravitaciones no generarían efectos adversos en el mismo. Por otra parte, los efectos generados por la acción fluvial, en cuanto a su intensidad y poder erosivo, se recomienda evaluar los resultados obtenidos en el Estudio de Riesgo Hídrico.

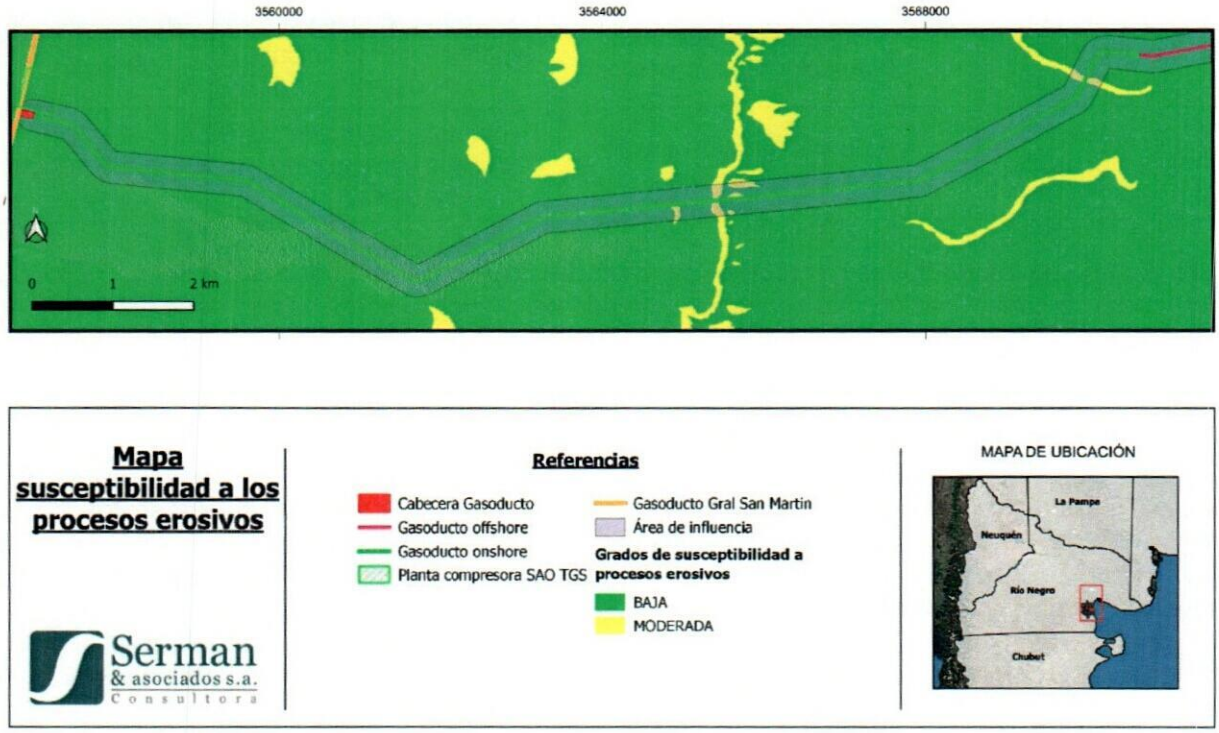


Figura 11. Mapa de susceptibilidad a los procesos erosivos.

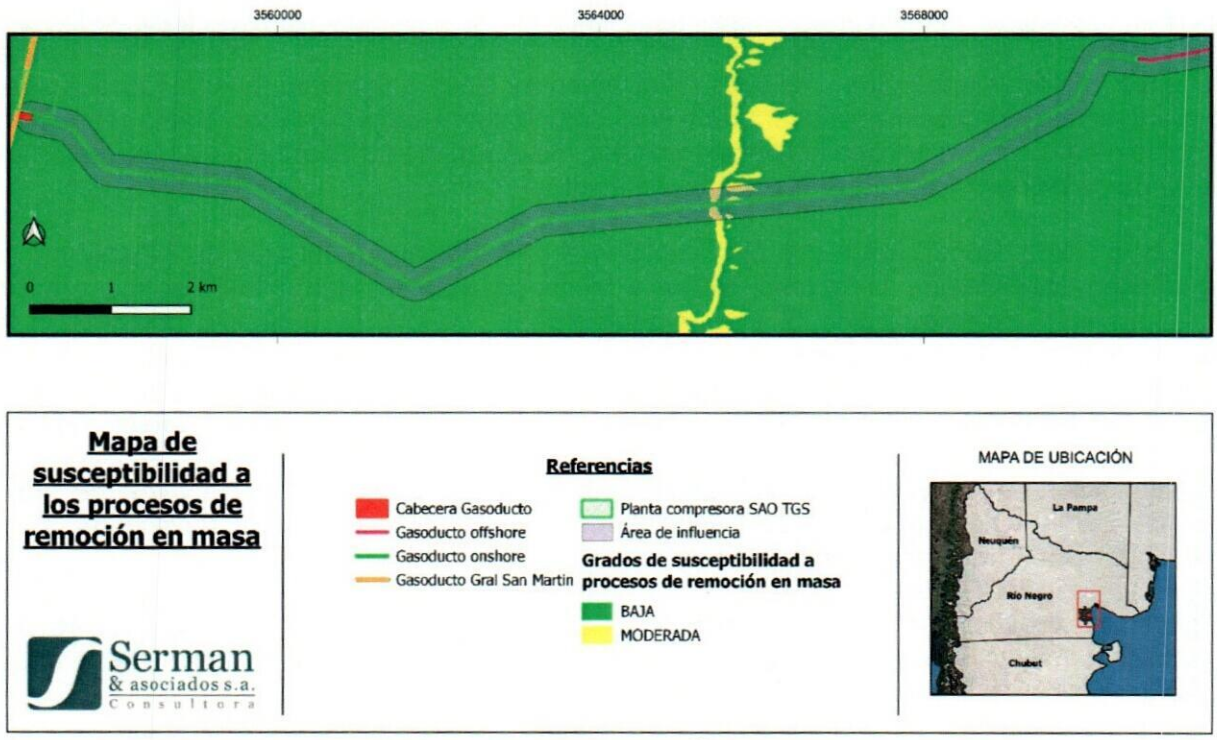


Figura 12. Mapa de susceptibilidad a los procesos de remoción en masa.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
FOLIO N° 181

2.3 HIDROLOGÍA

La principal cuenca hidrológica del área es la cuenca del río Negro. El río Negro nace de la confluencia de dos importantes cauces que son: el río Limay y el río Neuquén, en el extremo oriental de la provincia del Neuquén, y fluye en dirección oeste-sudeste en territorio rionegrino hasta alcanzar al océano Atlántico cerca del balneario El Cóndor, 30 kilómetros al sur de la localidad de Viedma. Es un río de carácter alóctono, ya que no recibe afluentes, con gran cantidad de meandros e islas fluviales. Discurre entre las bardas o terrazas que forman las mesetas patagónicas, a través de un valle de inundación de ancho variable y tierras muy fértiles producto de la sedimentación. El relieve del cauce principal es el resultado de la intensa erosión que afectó a las mesetas patagónicas, favorecida por la escasa dureza de las rocas.

En el área donde se desea desarrollar el proyecto no existen otros cursos de agua de similar jerarquía. Particularmente, en el área de impacto directo de las obras proyectadas no existen cursos de agua definidos. Se observa una red de drenaje insipiente que escurre en sentido SO-NE en el tramo más occidental de la traza del Gasoducto, en sentido E en el tramo central y en sentido NO-SE en el tramo más oriental cercano a la costa. En general, esta red de drenaje presenta pendientes menores al 5%, excepto en la zona de la barda que intercepta a la traza del Gasoducto en su tramo central (progresivas 9+000 – 11+000 del Gasoducto), donde existen pendientes del orden al 10%.

Figura 13. Red de drenaje incipiente en el Área de Estudio.

2.3.1 Riesgo Hídrico

En el marco del presente Estudio de Impacto Ambiental se realizó el Estudio de Riesgo Hídrico (ERH) de prefactibilidad para la instalación lineal proyectada (gasoducto), de acuerdo con la normativa vigente de la Dirección Provincial de Aguas (DPA) de la Provincia de Río Negro.

El propósito del ERH se centra en el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

- Analizar los antecedentes disponibles para el área de estudio.
- Evaluar las condiciones del terreno natural en donde se pretende emplazar las instalaciones clasificadas de alto riesgo.

- Realizar un relevamiento topográfico que permita generar la información básica necesaria para el desarrollo del estudio y proyecto de las medidas de mitigación.
- Implementar, donde corresponda, un modelo hidráulico para estimar los niveles y velocidades del escurrimiento en el sector de influencia que afecta a las instalaciones bajo riesgo.
- Identificar los sectores de proyecto afectados por el escurrimiento (PRH) y analizar posibles medidas de mitigación que permitan controlar su riesgo hídrico.
- Diseñar y proyectar las medidas de mitigación establecidas en cada caso según análisis particular.

El Estudio de Riesgo Hídrico completo se presenta en el ANEXO 1.

A continuación, se describen los principales resultados alcanzados:

- En la traza proyectada para el ducto se detectaron los Puntos de Riesgo Hídrico (PRH) en función de la red de drenaje de 1 ha e imágenes satelitales. Se realizaron los cálculos hidráulicos mediante la ecuación de Manning o mediante la modelación en HEC-RAS para una recurrencia de 100 años, según cada caso, y se obtuvieron los valores de ancho y profundidad de soterrado mediante el cálculo de erosión.

- A partir de la red de drenaje del área de estudio se identifican los cruces con la traza del ducto para definir los Puntos de Riesgo Hídrico (PRH), que a su vez son los cierres de las cuencas de aporte. Se definieron 25 cuencas de aporte para la traza, las cuales se muestran en la Figura 14, siendo las de mayor extensión superficial las Cuencas 1, 12 y 24 respectivamente.

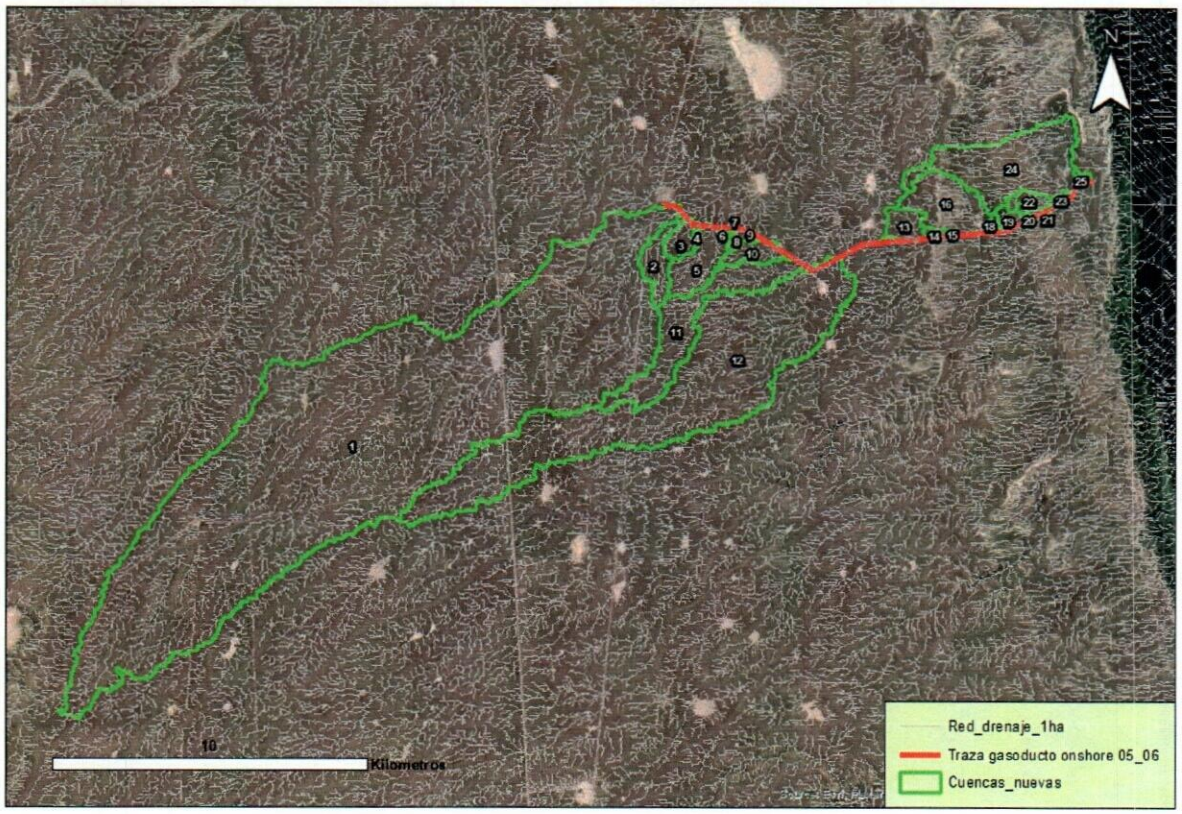


Figura 14. Mapa de cuencas de aporte.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
192
FOLIO Nº

- Existe un sector, sobre la barda de la terraza, donde se identificó un cruce encauzado, que no fue trazado por la red de drenaje. Es por eso que se agregó un PRH15_bis en el cruce con su cuenca correspondiente, para evaluar la erosión que puede generarse.

- Para evaluar el riesgo hídrico de instalaciones lineales (ductos) en el cruce subterráneo de cauces naturales, se realizará un cálculo de erosión generalizada del lecho según la recurrencia de diseño.

- En los denominados PRH 1, 14, 15_bis y 24, los cálculos de erosión resultaron en la adopción de un soterrado de 1,70 m. Para los restantes, se adoptó un soterrado de 0,80 m (o tapada mínima según tipo de obra).

2.4 EDAFOLOGÍA

2.4.1 Caracterización General

La caracterización de los suelos del Área de Estudio ha sido elaborada a partir de la Carta de Suelos de la Provincia de Río Negro, siendo dos los órdenes de suelos más importantes en el ámbito de la Hoja San Antonio Oeste.

En el Área de Estudio se identifican dos tipos de suelo distinto (IGN, 2023):

- **Aridisoles.** Suelos característicos de zonas áridas, de escaso desarrollo pedogenético y porcentajes de materia orgánica que no superan el 1 %.
- **Entisoles.** Suelos incipientes, que presentan un horizonte superficial muy somero, apenas diferenciado del material subyacente.

Los Aridisoles son suelos se extienden al norte y oeste de la Bahía de San Antonio. Son suelos característicos de zonas áridas, de escaso desarrollo pedogenético. Se caracterizan por su baja meteorización y son clasificados como suelos de costa. Son de origen coluvional, de texturas no muy pesadas, entre arenosos y franco limosos, escasos en materia orgánica (< 1%), con velocidad de infiltración media a alta y con un perfil profundo, sin gran desarrollo edáfico.

Al este de esta unidad, los suelos se forman a expensas de los conos aluviales o pedimentos. Un conglomerado cementado por carbonato de calcio, aparece a los pocos cm de profundidad. Esta cualidad, y los efectos de la erosión eólica son los factores limitantes del desarrollo de estos suelos (Calciortides lítico ustólicos). Esta unidad no tiene arcilla iluviada en su horizonte B. El material originario (aluvial, arenoso-gravilloso), lo convierte en excesivamente drenado, por lo cual además, no tienen alcalinidad ni salinidad.

Los Entisoles son suelos jóvenes y con poco desarrollo de horizontes en profundidad. Presentan generalmente un horizonte superficial de poco espesor formado a partir de la acumulación de materiales erosionados (arena) y con bajo contenido de materia orgánica. Estos suelos se distribuyen en zonas áridas y semiáridas, abarcando grandes extensiones que van desde la Patagonia al noroeste del país.

Coincidiendo con las Formaciones San Antonio (muy cubierta) y Punta Villarino, se desarrollan suelos cuyo material originario son arenas de médanos fijos y mantos de arena, cuya constante incorporación al perfil del suelo retarda e impide su formación. Son excesivamente drenados, por lo cual no son alcalinos ni salinos, y tienen carbonato de calcio en profundidad (Torripsamentes típicos).

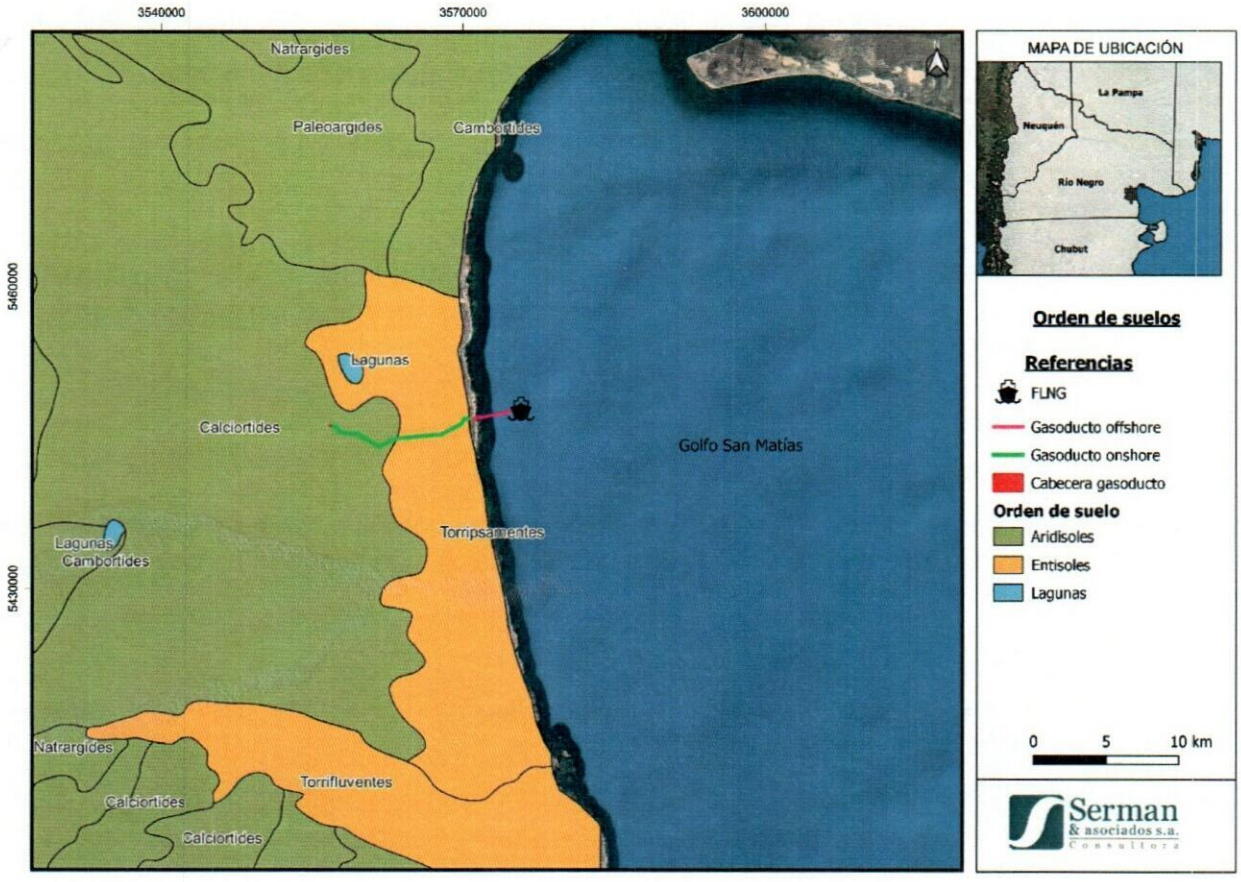


Figura 15. Tipos de suelo en la zona de estudio. Elaborado a partir de datos provistos por el INTA.

2.4.2 Caracterización Física-Química

Para completar la caracterización de los suelos presentes en el área de estudio se tomaron 5 muestras tendientes a determinar:

- Humedad natural
- Granulometrías
- Límites de Atterberg
- Determinación de la fracción menor a 74 micrones (#200)
- Clasificación de suelos conforme a SUCS y HRB
- Presencia de sales por floculación13
- Peso específico de los suelos encontrados
- Concentración de sustancias contaminantes

El muestreo y el análisis de los suelos estuvieron a cargo de LABAC S.A., laboratorio de análisis ambientales, que realiza ensayos en aguas, suelos y aire, e incorpora en su gestión la protección y preservación del medio ambiente y la seguridad y salud ocupacional, mediante la adopción de los siguientes compromisos:

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
193
FOLIO N°

- Prevenir la contaminación, reduciendo la generación de residuos, reciclándolos o disponiéndolos adecuadamente.
- Prevenir la ocurrencia de lesiones y enfermedades de origen laboral, que afecten a sus trabajadores y partes interesadas.
- Privilegiar el uso de las mejores prácticas ambientales y de seguridad con las tecnologías disponibles

LABAC S.A. cuenta con las siguientes acreditaciones y certificaciones:

- Laboratorio de Ensayo acreditado Nº: LE 246 por el Organismo Argentino de Acreditación OAA. Alcance de la acreditación: Determinación de conductividad Electrolítica en Aguas para Consumo Humano bajo los requisitos de la Norma ISO 17025: 2005 "Requisitos Generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración".

- Laboratorio acreditado por el COFILAB para análisis en muestras líquidas, sólidas y gaseosas.

LABAC S.A cuenta con las siguientes características:

- Laboratorio de más de 500 mts de espacio para preparación y lectura.
- Oficinas comerciales en microcentro de Rosario, y representaciones en Mendoza, Chubut, Neuquén y Buenos Aires.
- Móviles propios adecuados para cada servicio.
- Más de 3.000 determinaciones bajo normas: EPA, NIOSH, ASTM, IRAM, Estándar Methods, etc.
- Programa anual de calibraciones: aparatos calibrados y certificados
- Participación exitosa en interlaboratorios en Argentina y en Exterior.
- Capacitación del personal de laboratorio y muestreo

Metodología de muestreo:

- IRAM 29402 Calidad del Suelo – Pre tratamiento de muestras para análisis físico químicos.
- IRAM 29481-1: Calidad Ambiental – Directivas para la toma de muestras de suelos.
- IRAM 29481-4: Calidad Ambiental – Calidad del Suelo. Parte 4: Directivas para muestreo de sitios naturales, poco alterados y cultivados.

Equipo de laboratorio para las determinaciones:

- AA-001: Espectrometría de Absorción Atómica, Marca: Perkin Elmer, Modelo: B315-0070 AANALYST 200, N° de Serie: 200S14020601.
- CROM-005: Cromatógrafo gaseoso, Marca: Perkin Elmer, Modelo: Clarus 690, N° de Serie: 690S18010905.
- PEA-001: Peachímetro, Marca: SCHOTT GERATE, Modelo: CG 822, N° de Serie: 61432.

Figura 16. Tamices IRAM.

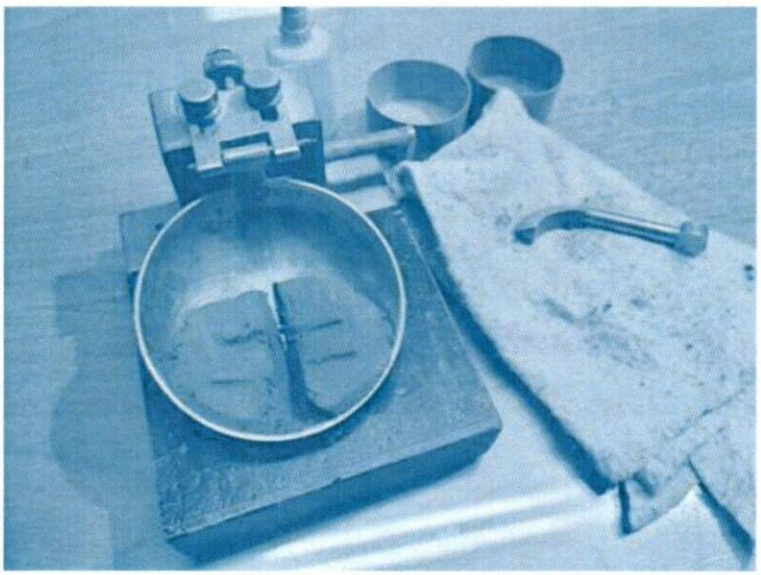


Figura 17. Cascador de Casagrande.

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
184
FOLIO N°

Figura 18. Muestras de suelo reposando en los vasos precipitados.

Figura 19. Ensayo de densidad o gravedad específica.

Marco reglamentario para las determinaciones:

- Reglamento CIRSOC 401 - Reglamento Argentino de Estudios Geotécnicos
- Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E1 - 65 (Tamizado por vía húmeda)
- Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E7 - 65(Análisis mecánico de suelos granulares)
- Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E2 – 65(Limite Liquido)
- Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E3 - 65 (Limite Plástico e Índice de Plasticidad)
- Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E4 - 84 (Clasificación de suelos HRB)

- Sistema Unificado de Clasificación de Suelos (Cuerpo de Ingenieros del Ejército de E.U., Oficina de Reclamación de E.U., Sociedad Americana para Pruebas y Materiales).
- Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E18 - 89 "Método de Campaña para la determinación de Sales Solubles en el Suelo".
- Norma ASTM D 854-14 Gravedad Especifica o peso específico del suelo.

Se tomaron muestras de suelo en 5 sitios, a 40 cm de profundidad, durante los días 10 y 11 de julio de 2024. A continuación se presentan las coordenadas geográficas de los sitios de muestreo de suelos (Tabla 5) y su ubicación en el área de estudio (Figura 20).

Tabla 5. Coordenadas geográficas de los sitios de muestreo de suelo.

Sitio	N° de Protocolo	Coordenadas Geográficas	
		Latitud	Longitud
Suelo 1	186137	41° 08' 5,14"S;	65°19' 23,55"O
Suelo 2	186138	41° 08' 9,24"S;	65°19' 13,63"O
Suelo 3	186139	41° 08' 39"S;	65°13' 20"O
Suelo 4	186140	41° 07' 38"S;	65°09' 37"O
Suelo 5	186141	41° 07' 38"S;	65°09' 33"O

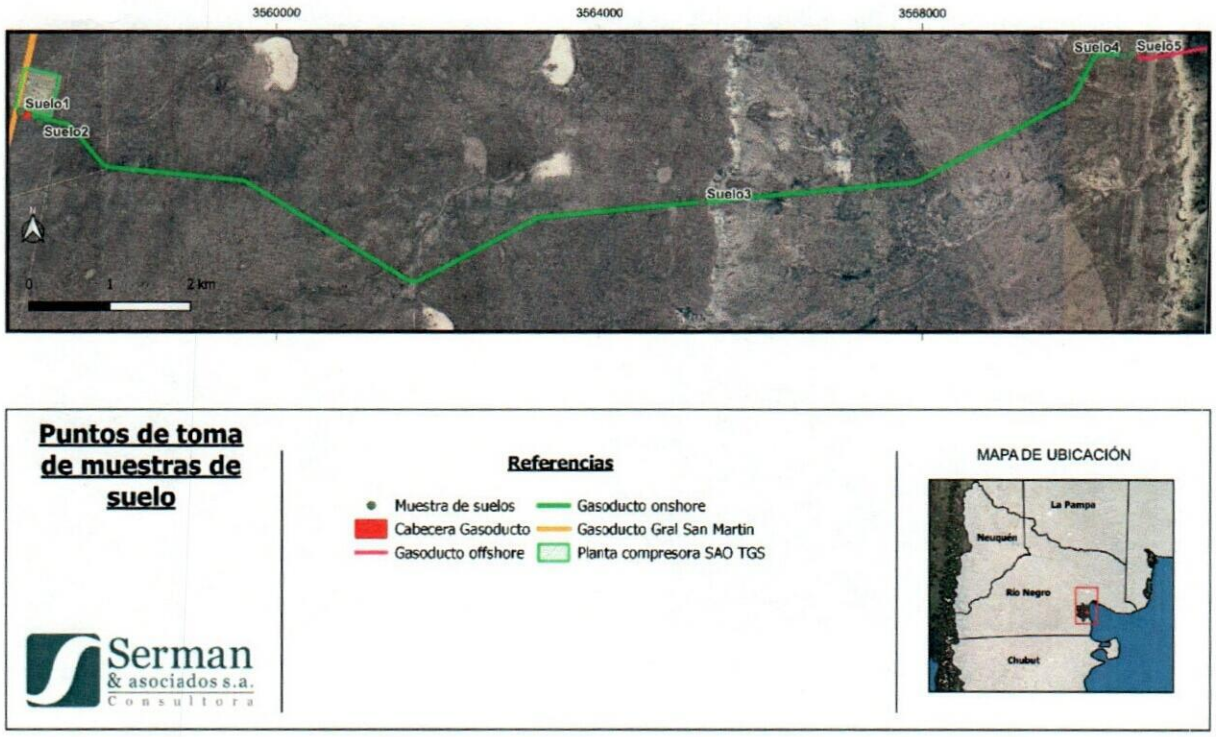


Figura 20. Mapa de sitios de extracción de muestras de suelo.

A continuación se presentan algunas fotografías tomadas durante la campaña de muestreo.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
195
FOLIO N°

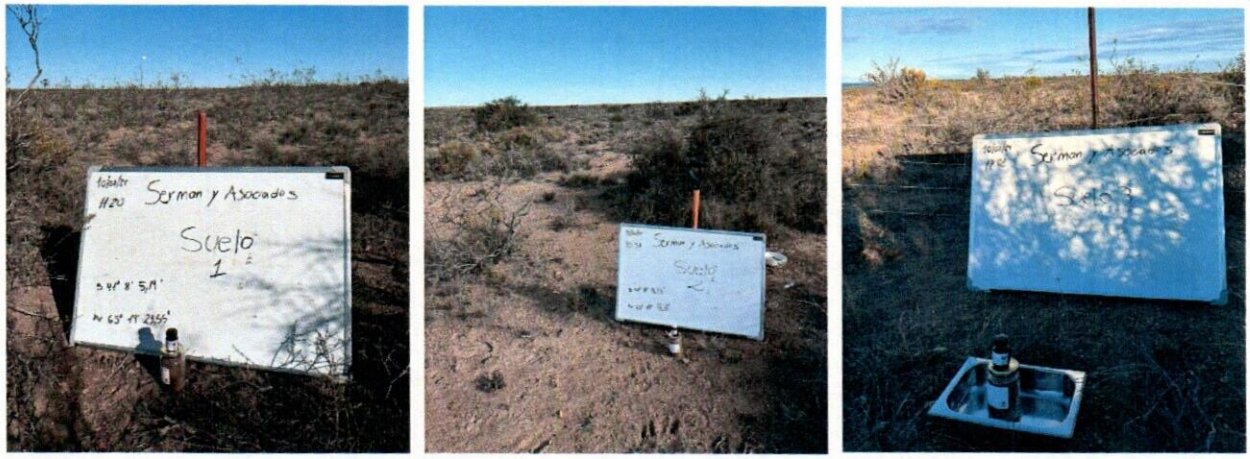


Figura 21. Fotografías de los puntos de muestreo de suelo.

La calibración de los equipos utilizados, la matrícula profesional y la habilitación del laboratorio están disponibles en el informe del laboratorio que se presenta como ANEXO 2 a este capítulo del estudio.

- **Humedad natural**

Se determinan las humedades naturales de las muestras del interior de las bolsas tipo Ziploc, a fin contener la humedad natural del suelo durante el transporte, de las cuales se extraen dos pesa filtros por muestra. Las cuales se secan a 110 grados centígrados durante 24horas.

Tabla 6. Humedad natural de las muestras de suelo.

MUESTRA	PF + SH	PF + SS	PESO PF	HUMEDAD	
1	105,69	99,35	13,92	7,42%	7,2%
	114,43	107,86	13,95	7,00%	
2	125,05	118,00	12,46	6,68%	6,6%
	107,70	101,86	13,23	6,59%	
3	110,75	100,39	13,85	11,97%	11,6%
	116,41	106,89	22,76	11,32%	
4	126,60	117,02	20,05	9,88%	10,4%
	117,78	108,39	22,57	10,94%	
5	106,44	101,41	13,84	5,74%	5,6%
	109,05	104,22	14,37	5,38%	

➢ **Granulometrías**

	Muestra 1		
		Peso Húmedo =	436,34
		Humedad =	7,30
		Peso Seco =	406,65
Malla	**Retenido [g]**	**Retenid. Acum. %**	**Pasa %**
# 1	0,00	0,00%	100,0%
# 3/4	0,00	0,00%	100,0%
# 3/8	28,73	7,07%	92,9%
# 4	29,34	14,28%	85,7%
# 10	41,24	24,42%	75,6%
# 40	74,97	42,86%	57,14%
# 80	49,82	55,11%	44,89%
# 200	59,79	69,81%	30,19%
Fondo	122,76	100,0%	0,00%

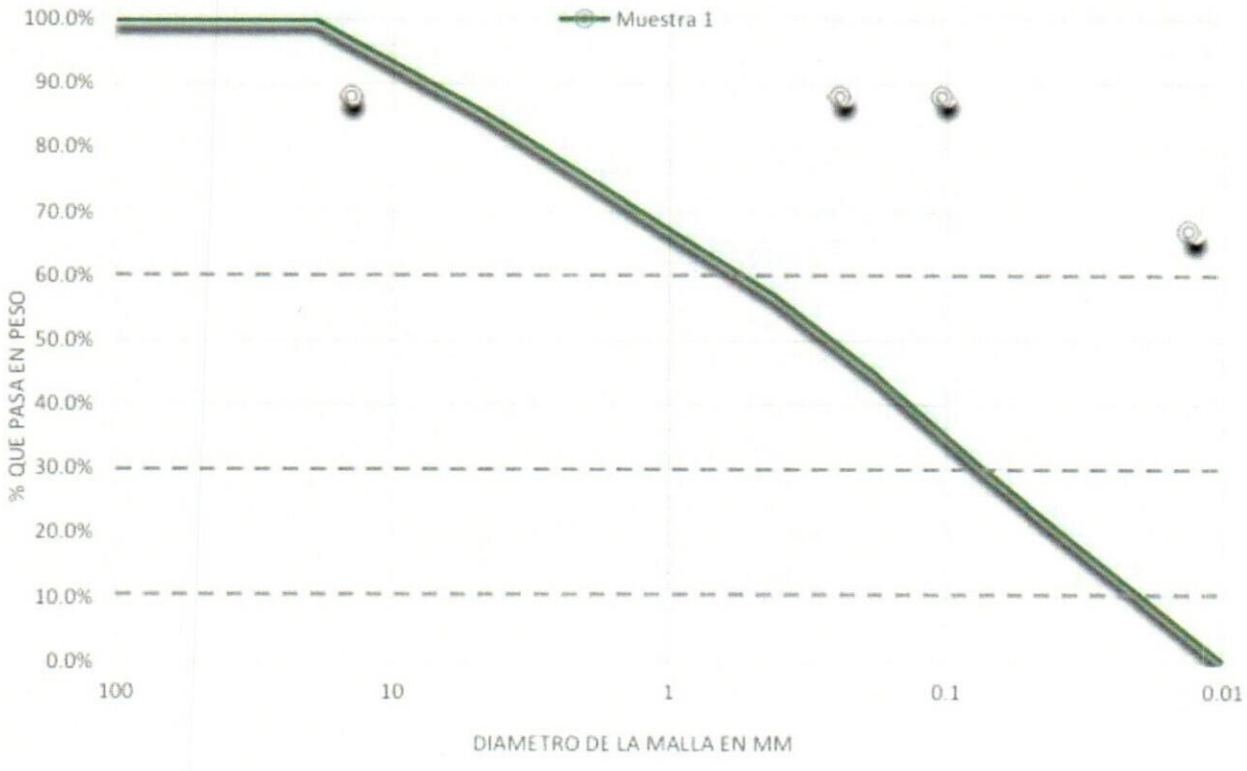
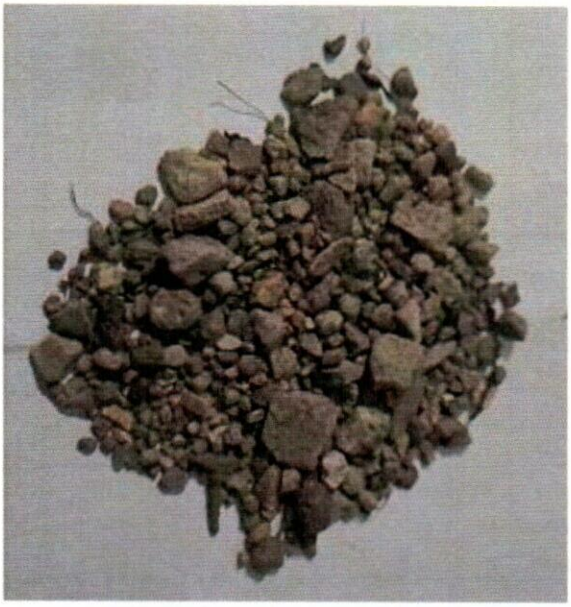


Figura 22. Granulometría Muestra 1.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
196
FOLIO N°

	suelo 2		
		Peso Húmedo =	358,31
		Humedad =	6,21
		Peso Seco =	337,35
Malla	**Retenido [g]**	**Retenid. Acum. %**	**Pasa %**
# 1	0,00	0,00%	100,0%
# 3/4	0,00	0,00%	100,0%
# 3/8	1,03	0,31%	99,7%
# 4	13,74	4,38%	95,6%
# 10	29,76	13,20%	86,8%
# 40	68,72	33,57%	66,43%
# 80	57,96	50,75%	49,25%
# 200	58,36	68,05%	31,95%
Fondo	107,78	100,0%	0,00%



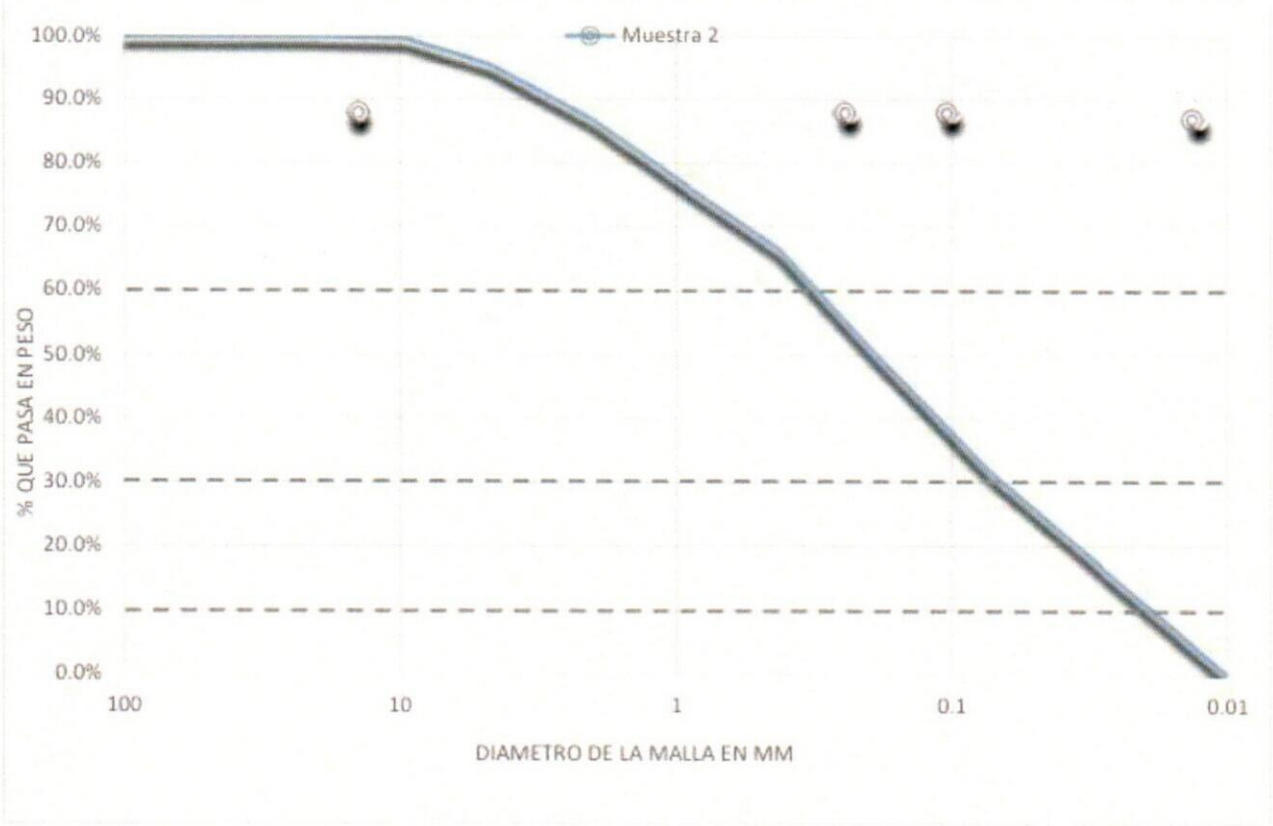


Figura 23. Granulometría Muestra 2.

Muestra 3			
		Peso Húmedo =	375,64
		Humedad =	11,40
		Peso Seco =	337,21
Malla	**Retenido [g]**	**Retenid. Acum. %**	**Pasa %**
# 1	0,00	0,00%	100,0%
# 3/4	0,00	0,00%	100,0%
# 3/8	0,00	0,00%	100,0%
# 4	17,12	5,08%	94,9%
# 10	38,24	16,42%	83,6%
# 40	69,70	37,09%	62,91%
# 80	60,26	54,96%	45,04%
# 200	36,74	65,85%	34,15%
Fondo	115,15	100,0%	0,00%

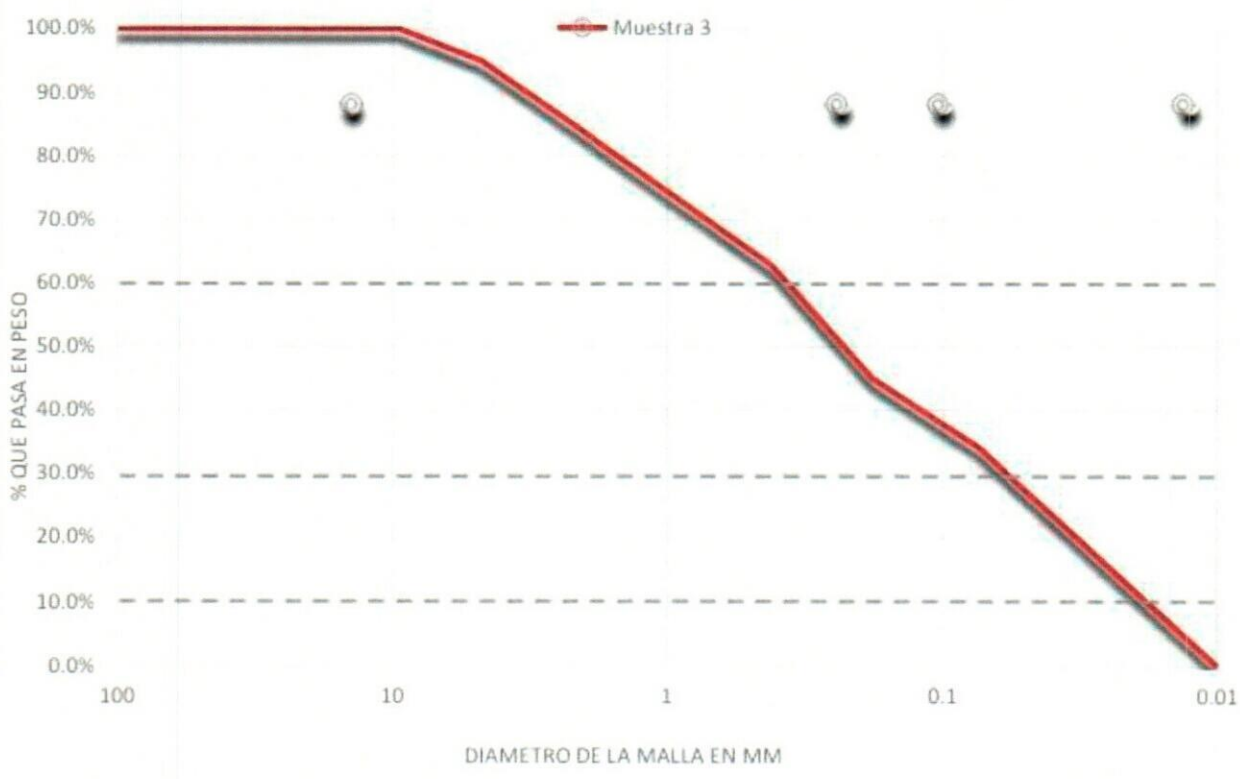


Figura 24. Granulometría Muestra 3.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
197
FOLIO N°

	Muestra 4		
		Peso Húmedo =	448,58
		Humedad =	10,57
		Peso Seco =	405,68
Malla	**Retenido [g]**	**Retenid. Acum. %**	**Pasa %**
# 1	0,00	0,00%	100,0%
# 3/4	0,00	0,00%	100,0%
# 3/8	14,00	3,45%	96,5%
# 4	20,01	8,38%	91,6%
# 10	40,30	18,32%	81,7%
# 40	72,72	36,24%	63,76%
# 80	78,69	55,64%	44,36%
# 200	49,47	67,83%	32,17%
Fondo	130,49	100,0%	0,00%

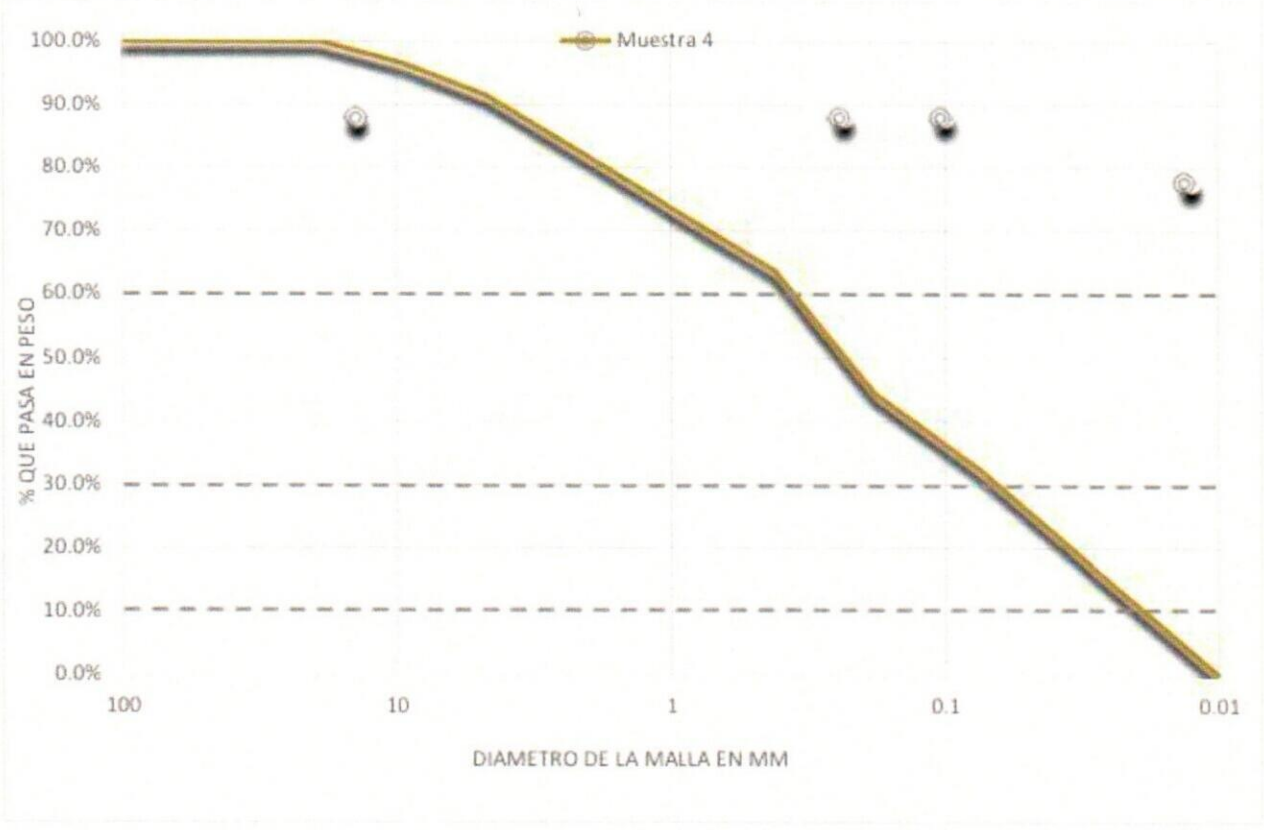
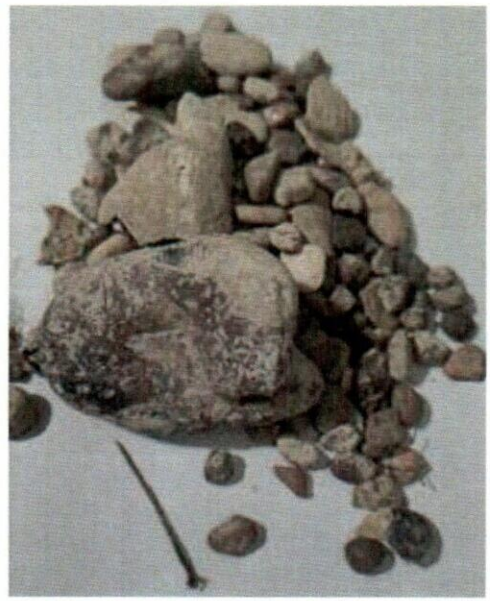


Figura 25. Granulometría Muestra 4.

	Muestra 5		
		Peso Húmedo =	446,24
		Humedad =	5,64
		Peso Seco =	394,00
Malla	**Retenido [g]**	**Retenid. Acum. %**	**Pasa %**
# 1	0,00	0,00%	100,0%
# 3/4	42,00	10,66%	89,3%
# 3/8	16,45	14,84%	85,2%
# 4	34,10	23,49%	76,5%
# 10	78,87	43,51%	56,5%
# 40	57,24	58,04%	41,96%
# 80	49,27	70,54%	29,46%
# 200	37,22	79,99%	20,01%
Fondo	78,85	100,0%	0,00%



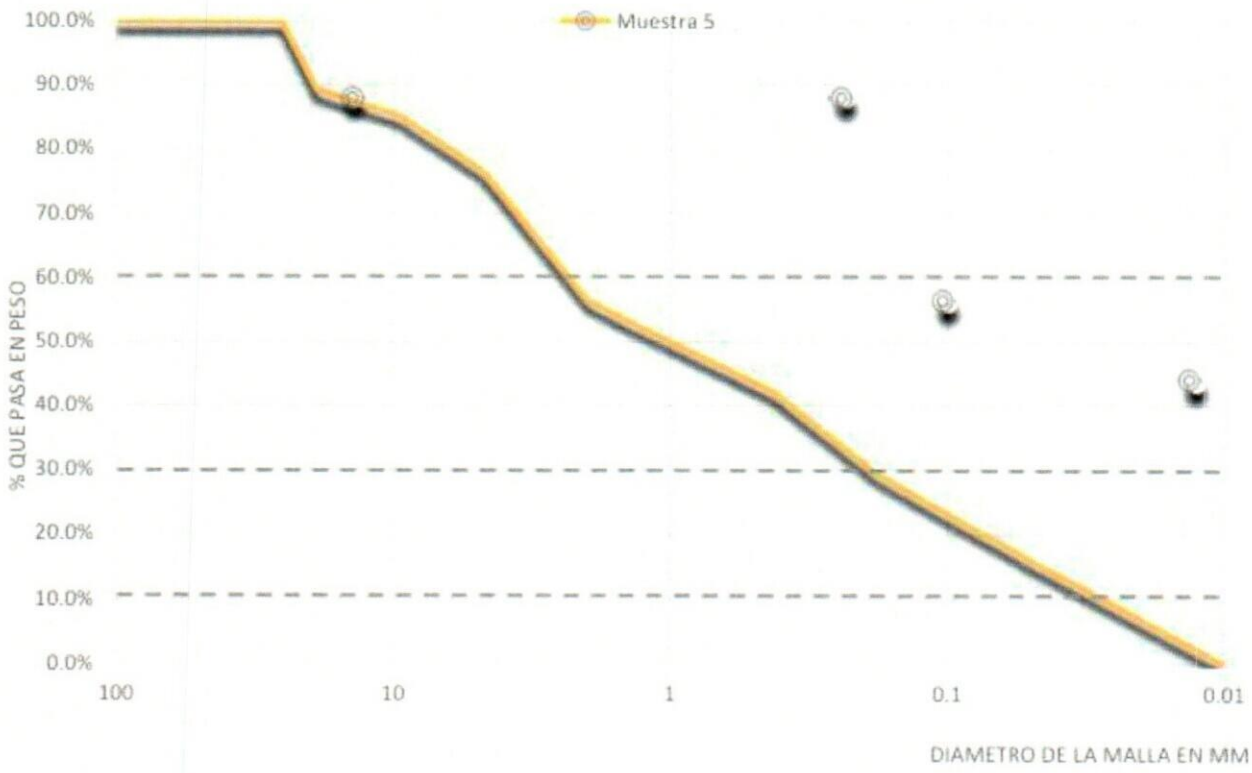


Figura 26. Granulometría Muestra 5.

SECRETARÍA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO
198
FOLIO N°

- **Límites de Atterberg**

Tabla 7. Límite líquido.

MUESTRA	S. HUM	S. SECO	PF	PESO PF	golpes	corrección	L.LIQ
Muestra 1	104,19	88,34	16	22,16	30	0,976	24,54%
Muestra 2	103,52	88,95	106	30,33	24	1,005	24,73%
Muestra 3	82,68	69,91	54	20,05	23	1,011	25,33%
Muestra 4	95,62	80,61	48	21,33	27	0,990	25,58%
Muestra 5	85,18	72,54	66	20,01	21	1,023	23,52%

Tabla 8. Límite plástico e Índice de Plasticidad.

MUESTRA	S. HUM	S. SECO	PF	PESO PF	L.PLA	I.P.
Muestra 1	NO PLÁSTICO					0,0%
Muestra 2	NO PLÁSTICO					0,0%
Muestra 3	NO PLÁSTICO					0,0%
Muestra 4	NO PLÁSTICO					0,0%
Muestra 5	NO PLÁSTICO					0,0%

- **Determinación de la fracción menor a 74 micrones (#200)**

Tabla 9. Determinación de la fracción menor a 74 micrones (#200).

MUESTRA	% DE SUELO MENOR A 74 MICRONES
Muestra 1	30,19%
Muestra 2	31,95%
Muestra 3	34,15%
Muestra 4	32,17%
Muestra 5	20,01%

➢ Clasificación de suelos conforme a SUCS y HRB

Tabla 4.2 Sistema unificado de clasificación de suelo (basado en el material que pasa por el tamiz núm. 75)

Criterio para la asignación de símbolos de grupo				Símbolos de grupo
Suelos de grano grueso Más de 50% retenido en el tamiz núm. 200	**Gravas** Más de 50% de fracción gruesa retenida en el tamiz núm. 4	Gravas limpias Menos de 5% finos[c]	$C_u \geq 4$ y $1 \leq C_c \leq 3$[e]	GW
			$C_u < 4$ y/o $1 > C_c > 3$[e]	GP
		Gravas con finos Más de 12% finos[c,d]	$PI < 4$ o gráficos por debajo de línea "A" (figura 4.2)	GM
			$PI > 7$ y gráficos en o por encima de línea "A" (figura 4.2)	GC
	Arenas 50% o más de la fracción gruesa pasa tamiz núm. 4	Arenas limpias Menos de 5% finos[b]	$C_u \geq 6$ y $1 \leq C_c \leq 3$[e]	SW
			$C_u < 6$ y/o $1 > C_c > 3$[e]	SP
		Arenas con finos Más de 12% finos[b,d]	$PI < 4$ o gráficos por debajo de línea "A" (figura 4.2)	SM
			$PI > 7$ y gráficos en o por encima de línea "A" (figura 4.2)	SC
Suelos de grano fino 50% o más pasa a través del tamiz núm. 200	**Limos y arcillas** Límite líquido menor que 50	Inorgánico	$PI > 7$ y gráficos en o por encima de línea "A" (figura 4.2)[f]	CL
			$PI < 4$ o gráficos por debajo de línea "A" (figura 4.2)[f]	ML
		Orgánico	$\frac{\text{Límite líquido: secado}}{\text{Límite líquido: no secado}} < 0.75$; vea la figura 4.2; zona OL	OL
	Limos y arcillas Límite líquido 50 o más	Inorgánico	Gráficos PI en o por encima de línea "A" (figura 4.2)	CH
			Gráficos PI por debajo de "A" línea (figura 4.2)	MH
		Orgánico	$\frac{\text{Límite líquido: secado}}{\text{Límite líquido: no secado}} < 0.75$, vea la figura 4.2; zona OH	OH
Suelos altamente orgánicos	Materia orgánica principalmente, color oscuro y orgánico			Pt

Figura 27. Clasificación SUCS (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).

Tabla 10. Clasificación SUCS (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).

Parámetro	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
# 4	85,7%	95,6%	94,9%	91,6%	76,5%
# 200	30,2%	31,9%	34,1%	32,2%	20,0%
L.LIQ	24,5%	24,7%	25,3%	25,6%	23,5%
I.P.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
D10	0,02	0,02	0,018	0,02	0,03
D30	0,074	0,07	0,060	0,07	0,18
D60	0,500	0,30	0,380	0,38	2,500
Cc	0,55	0,82	0,53	0,56	0,43
Cu	25,00	15,00	21,11	19,00	83,33
Cu > 4 para arenas: Indica que la muestra de arena está bien graduada, es decir, tiene una amplia gama de tamaños de partículas.					
Clasificación	SM	SM	SM	SM	SM
	SM: Arena mediamente graduada				
% Gravas	< 15% Arena Limosa	< 15% Arena Limosa	< 15% Arena Limosa	< 15% Arena Limosa	> 15% Arena Limosa con Grava

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CA... FOLIO N° 193

Tabla 4.1 Clasificación de materiales de carreteras subrasantes

Clasificación general	Materiales granulares (35% o menos del total de la muestra pasada por el núm. 200)						
	A-1			A-2			
Grupo de clasificación	A-1-a	A-1-b	A-3	A-2-4	A-2-5	A-2-6	A-2-7
Análisis de tamiz (porcentaje de paso)							
Núm. 10	50 máx.						
Núm. 40	30 máx.	50 máx.	51 mín.				
Núm. 200	15 máx.	25 máx.	10 máx.	35 máx.	35 máx.	35 máx.	35 máx.
Características de la fracción de paso núm. 40							
Límite líquido				40 máx.	41 mín.	40 máx.	41 mín.
Índice de plasticidad	6 máx.		NP	10 máx.	10 máx.	11 mín.	11 mín.
Tipos comunes de materiales significativos constituyentes	Fragmentos de roca, grava y arena		Arena fina		Limo o grava arcillosa y arena		
Clasificación general de la subrasante	Excelente a bueno						

Figura 28. Clasificación HRB (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).

Tabla 11. Clasificación HRB (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).

Parámetro	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
# 10	75,58%	86,8%	83,6%	81,7%	56,5%
# 40	57,14%	66,4%	62,9%	63,8%	42,0%
# 200	30,2%	31,9%	34,1%	32,2%	20,0%
L.LIQ	24,5%	24,7%	25,3%	25,6%	23,5%
I.P.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Clasificación	A-2-4	A-2-4	A-2-4	A-2-4	A-2-4
	A-2-4: Limo o Grava Arcillosa y Arena				
Índice de Grupo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

- **Presencia de sales por floculación**

Siguiendo los lineamientos de la Norma de Ensayo VN (Vialidad Nacional) - E18 - 89 "Método de Campaña para la determinación de Sales Solubles en el Suelo": se mezclan el suelo con agua destilada y se deja reposar 24hs.

Luego de transcurrido el tiempo anteriormente mencionado se procede a realizar una inspección visual de los vasos de precipitados. De esta inspección visual se desprende que el agua permanece turbia, y que, por lo tanto, esta no ha floculado, y según la norma de VN el contenido de sales es inferior al 0,1%.

Tabla 12. Presencia de sales por floculación.

	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
Contenido de Sales	No Flocula < 0,1%	No Flocula < 0,1%	No Flocula < 0,1%	No Flocula < 0,1%	No Flocula < 0,1%

- **Peso específico de los suelos encontrados**

Tabla 13. Peso específico de los suelos encontrados.

	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5
Matraz + H2O [gr.]	677.63	677.58	677.61	677.66	677.69
Suelo Seco [gr.]	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Matraz + H2O + Suelo [gr.]	739.83	739.98	738.47	739.61	740.30
Temperatura [°C]	16	16	16	16	16
Factor K(temperatura)	1.0007	1.0007	1.0007	1.0007	1.0007
Densidad o Gravedad Especifica	2.65	2.66	2.56	2.63	2.68

- **Concentración de sustancias contaminantes**

En la Tabla 14 se presentan las concentraciones de distintos parámetros analizados para la caracterización química de las muestras de suelo. Los resultados fueron cortejados con los Niveles Guía de Calidad de Suelos (para Uso Agrícola, Uso Industrial y Uso Residencial) establecidos en el Decreto Nacional N°831/93.

Para las muestras denominadas Suelo 1, Suelo 2 y Suelo 4 el parámetro Cadmio supera el nivel guía establecido para suelos de Uso Agrícola de acuerdo a la normativa de referencia. El resto de los parámetros se encuentran en concentraciones menores a los valores guía establecidos en las 5 muestras analizadas.

Los protocolos de análisis y las cadenas de custodia de las determinaciones químicas están disponibles en el informe del laboratorio que se presenta como ANEXO 2 a este capítulo del estudio.

Tabla 14. Resultados de calidad de las muestras de suelo. Nota: (1) Límite de Cuantificación del Método, se expresa como "menor a". (2) Límites establecidos en Decreto 831/93- Tabla 9: Niveles Guía de Calidad de Suelos.

Parámetro	Método	Unidad	LQM(1)	Suelo 1	Suelo 2	Suelo 3	Suelo 4	Suelo 5	Valores de Referencia (2)		
									Uso Agrícola	Uso Residencial	Uso Industrial
Arsénico (As)	EPA 3051 A/7061	mg/kg SS	0,25	0,89	1,57	0,70	1,10	0,71	20	30	50
Bario (Ba)	EPA 3050/7080	mg/kg SS	7,5	35,1	58,7	<7,5	<7,5	<7,5	750	500	2000
BTEX	EPA 8015	mg/Kg SS	0,4	<0,4	<0,4	<0,4	<0,4	<0,4	-	-	-
Cadmio (Cd)	EPA 3051 A/7130	mg/kg SS	0,75	3,26	4,14	2,26	3,89	2,71	3	5	20
Cobre (Cu)	EPA 3051 A/7210	mg/kg SS	0,75	14,17	16,37	9,85	5,92	2,41	150	100	500
Cromo	EPA 3051 A/7190	mg/kg SS	0,75	<0,75	<0,75	<0,75	<0,75	<0,75	750	250	800
Hidrocarburos Totales de Petróleo	EPA 3550 C - EPA 8015	mg/kg SS	30	<30	<30	<30	<30	<30	-	-	-
Humedad	SM 2540 G	%	0,1	5,8	4,5	5,3	3,4	3,5	-	-	-
Mercurio (Hg)	EPA 3051 A/7471B	mg/kg SS	0,5	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5	0,8	2	20
Níquel (Ni)	EPA 3051 A/7520	mg/kg SS	1,50	9,48	<1,50	8,11	6,81	<1,50	150	100	500
PAH´s	EPA 8270	mg/kg SS	0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	-	-	-
pH	EPA 9045 D	U. de pH	0,1	6,7	6,6	7,1	8,3	8,4	-	-	-
Plata (Ag)	EPA 3050/7760	mg/kg SS	7,5	<7,5	<7,5	<7,5	<7,5	<7,5	20	20	40
Plomo (Pb)	EPA 3051 A/7420	mg/kg SS	0,01	10,99	13,49	6,74	6,28	9,32	375	500	1000
Selenio (Se)	EPA 3050/7741	mg/kg SS	2	<2	<2	<2	<2	<2	2	3	10

SECRETARIA DE AMBIENTE Y CAMBIO CLIMATICO
FOLIO Nº 200

2.5 CALIDAD DEL AIRE

Para caracterizar la calidad del aire en el área de estudio se realizaron mediciones *in situ* de los niveles de Óxidos de Nitrógeno (NOx), Material Particulado (PM10 y PM2,5), Dióxido de Azufre (SO_2) y Monóxido de Carbono (CO).

Como parte del trabajo de línea de base social se identificaron receptores críticos como puntos de interés donde conocer los valores de calidad de aire. En base a estos puntos y la dirección predominante de los vientos, fueron definidos los sitios de medición de calidad de aire.

De igual modo que para las muestras de suelo, el muestreo de calidad de aire estuvo a cargo de LABAC S.A. (ver punto 2.4.2). Este muestreo se llevó a cabo durante los días 10 y 11 de julio de 2024.

Para realizar los muestreos in situ se utilizaron los siguientes equipos:

- Material Particulado:
  - BOM-059: Bomba de Caudal Cte., Marca BUCK, Modelo LP20, N° de Serie LP200371.
  - BOM-060: Bomba de Caudal Cte., Marca BUCK, Modelo LP20, N° de Serie LP200372.
  - Filtros: Filtro Size diámetro 4,7cm Whatman Grade QMA england chicos. Filtros en estufa 24hs a 28-30° C antes de cada pesada.
- Gases:
  - BOM-050: Bomba de Caudal Cte., Marca: ICON, Modelo: 3502, N° de Serie: N/A
  - BOM-041: Bomba de Caudal Cte., Marca: ICON, Modelo: 3502, N° de Serie: N/A
  - EXP-002: Detector de Gases Portable, Marca SIAFA, Modelo: YT–1200H-S4, N° de Serie: 210410E5
  - Impinger para muestreos en base líquida.
  - Filtros de carbón activado.

Para realizar las determinaciones en laboratorio se utilizaron los siguientes equipos:

- ESP-006: Espectrofotómetro, Marca: EXYLON 752, Modelo: 752N, N° de Serie: 08132011112101010001.
- BAL-001: Balanza analítica, Marca: RADWAG, Modelo: AS 220/C/2, Nº de Serie: 249063/9.

La calibración de los equipos utilizados, la matrícula profesional y la habilitación del laboratorio están disponibles en el informe del laboratorio que se presenta como ANEXO 3 a este capítulo del estudio.

A continuación, se presentan las coordenadas geográficas de los sitios de muestreo (Tabla 15), la ubicación de estos sitios en el área de estudio (Figura 29), las condiciones meteorológicas al momento del muestreo (Tabla 16) y algunas fotografías tomadas durante los muestreos (Figura 30).

Tabla 15. Coordenadas geográficas de los sitios de muestreo de calidad de aire.

Sitio de Muestreo	Latitud	Longitud
CA1	41°08'04"S	65°19'18"O
CA2	41°08'38"S	65°13'21"O
CA3	41°07'36"S	65°09'30"O